2 — Os elementos referidos nas alíneas *a*) a *d*) do número anterior devem ser apresentados com destaque similar às características destacadas do produto ou serviço financeiro e as taxas de juro devidamente identificadas como TANB.

3 — Quando o prazo máximo do depósito, incluindo eventuais renovações, for superior a um ano, a publicidade deve abster-se de destacar ou referir na designação do depósito qualquer taxa de rentabilidade acumulada durante o referido prazo.

4 — A publicidade deve abster-se de referir uma taxa de juro efectiva de um depósito que não permita a capitalização de juros durante o período total do mesmo.

5 — A designação de um depósito não pode conter uma taxa de juro que não seja garantida e aplicável à totalidade do mesmo.

17.º

Produtos financeiros complexos

1 — O disposto no presente artigo aplica-se aos produtos financeiros complexos, como definidos pelo Decreto-Lei n.º 211-A/2008, de 3 de Novembro, sujeitos à supervisão do Banco de Portugal.

2 — A publicidade a estes produtos deve identificá-los expressamente como «Produtos Financeiros Complexos».

3 — A publicidade a produtos financeiros complexos deve destacar os seguintes elementos:

a) A existência de risco de perda do capital investido, na maturidade ou em caso de mobilização antecipada;

b) A possibilidade de a remuneração do investimento poder ser nula;

c) A existência de um prospecto informativo detalhado e os locais e formas da sua obtenção ou acesso.

4 — A publicidade a produtos financeiros complexos que inclua taxas de rendibilidade históricas, dados sobre a evolução do valor daquelas taxas ou sobre um dos activos ou instrumentos financeiros subjacentes ou associados, deve conter os seguintes elementos:

a) Esclarecimento, em termos adequados para a sua compreensão no contexto da mensagem, de que os valores divulgados representam dados passados, não constituindo garantia de rentabilidade para o futuro, com destaque similar aos valores históricos apresentados;

b) Identificação clara do período de referência, com indicação das respectivas datas de início e termo, com destaque similar aos valores históricos apresentados;

c) Esclarecimento sobre se os dados ou os valores divulgados têm por base valores de cotação e se têm ou não em consideração eventuais encargos a suportar pelo cliente.

5 — Para a recolha dos dados históricos referidos no número anterior, não podem ser usados períodos de referência cujo termo tenha ocorrido há mais de um mês relativamente à data de início da campanha.

6 — A publicidade a produtos financeiros complexos está sujeita à aprovação do Banco de Portugal, devendo as instituições de crédito, para esse efeito, remeter os respectivos projectos de campanha antes da sua divulgação ao público, juntamente com os elementos materiais de suporte.

7 — Se o Banco de Portugal não emitir qualquer pronúncia, no prazo de 10 dias úteis a contar da recepção do projecto referido no número anterior, considera-se o mesmo aprovado, desde que se encontre devidamente instruído.

CAPÍTULO VI

Regime cautelar e sancionatório

18.º

Regime cautelar

Com vista a garantir o cumprimento do presente Aviso e sanar as irregularidades detectadas, o Banco de Portugal pode, quando aplicável, socorrer-se dos mecanismos previstos no número 1 do artigo 116.º e no artigo 77.º-D do RGICSF.

19.º

Regime sancionatório

A violação do disposto no presente Aviso é sancionável nos termos do RGICSF.

CAPÍTULO VII

Disposições finais

20.º

Entrada em vigor

O presente Aviso entra em vigor no dia 1 de Janeiro de 2009.

9 de Dezembro de 2008. — O Governador, *Vítor Constâncio.*

ANEXO AO AVISO DO BANCO DE PORTUGAL N.º 10/2008

Dimensão mínima dos caracteres a utilizar em diferentes meios

Meio de difusão	Dimensão mínima dos caracteres
Audiovisual, incluindo televisão	17 pontos.
Escrita, incluindo imprensa, Internet e *mailings*	9 pontos.
Cartazes no interior das agências bancárias	30 pontos.
Cartazes de exterior de média dimensão, nomeadamente do tipo *Opi/Mupi* e *Master.*	90 pontos.
Cartazes de exterior de grande formato, com dimensões do tipo 4 × 3 m, 8 × 3 m ou 10 × 5 m.	Na ampliação dos caracteres, deverá ser mantida a proporção que decorre da dimensão mínima estabelecida para os cartazes de exterior de dimensão média.

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Despacho n.º 32548/2008

O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, previstos no artigo 6.º do Regulamento de Operação das Redes e no artigo 36.º do Regulamento de Relações Comerciais do Sector Eléctrico, foram aprovados pelo Despacho da ERSE n.º 17744-A/2007, de 10 de Agosto.

No decorrer da sua aplicação, verificou-se a necessidade de, a curto prazo, virem a ser introduzidas alterações no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, em consequência da revisão das funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas, considerando o desenvolvimento destas funções no âmbito do MIBEL.

No entanto, enquanto estas alterações não forem concretizadas, importa desde já, pela urgência revelada para fazer face a situações prementes, proceder a alterações relacionadas com as seguintes matérias:

a) Quanto ao Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema:

Valorização da energia de regulação mobilizada pelo Gestor de Sistema;
Actualização das ofertas de reserva de regulação;
Prestação de informação relativa a serviços de sistema;
Clarificação das áreas de balanço.

b) Quanto ao Manual de Procedimentos do Acerto de Contas:

Valorização da energia de regulação mobilizada pelo Gestor de Sistema;
Fluxos de informação do Acerto de Contas para os Agentes de Mercado;
Notas de liquidação.

Para o efeito, a ERSE procedeu à elaboração de uma proposta de alteração dos referidos pontos e de estabelecimento de novos deveres de divulgação de informação, por parte do Gestor de Sistema, relativa a serviços de sistema, à resolução de restrições técnicas internas, a desvios à programação, a acções coordenadas de balanço e à programação da exploração, que submeteu a consulta dos agentes abrangidos pela sua aplicação.

Nestes termos, ao abrigo das disposições conjugadas do artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, dos artigos 63.º e 65.º, do n.º 1 do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e da alínea *b*) do n.º 1 do artigo 31.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Fevereiro, o Conselho de administração da ERSE deliberou, no âmbito do sector da electricidade, o seguinte:

1.º Alterar os pontos 3.1, 3.2.10, 3.5.1, 5.2.5, 9.4.6.2, 9.4.8 e 9.5.5 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

2.º Aditar ao Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema os novos pontos:

3.2.8 — A Programa horário operativo final (PHOF);
3.6 — Divulgação de informação relativa à programação da exploração;
4.8 — Divulgação de informação relativa ao Mercado de Resolução de Restrições Técnicas Internas;
5.4 — Divulgação de informação relativa aos desvios à programação;
8.10 — Divulgação de informação relativa às Acções Coordenadas de Balanço;
9.6 — Divulgação de informação relativa ao Mercado de Serviços de Sistema.

3.º Revogar o ponto 11 do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.
4.º Alterar os pontos 12.6.2.2, 12.9.4 e 15.5.1 do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.
5.º Revogar o ponto 17.1 do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.
6.º As alterações, os aditamentos e as revogações aos referidos manuais, nos termos dos números anteriores, são introduzidas na versão actualizada dos mesmos manuais, cujos textos são publicitados na página da ERSE na internet e na página da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) na internet.

5 de Dezembro de 2008. — O Conselho de Administração: *Vítor Santos — Maria Margarida de Lucena Corrêa de Aguiar — José Braz* .

INSTITUTO SUPERIOR DE CIÊNCIAS DO TRABALHO E DA EMPRESA

Aviso n.º 30218/2008

Por meu despacho de 31 de Março de 2008, proferido no uso de competência delegada e, ao abrigo do disposto no Regulamento Interno do Instituto Superior de Ciências do Trabalho e da Empresa aplicável aos Contratos Individuais de Trabalho, aprovado pela deliberação n.º 1363-A/2007, publicada no *Diário da República* n.º 133, 2.ª série de 12 de Julho de 2007, foi celebrado, na sequência de processo concursal, contrato individual de trabalho por tempo indeterminado entre o Instituto Superior de Ciências do Trabalho e da Empresa e a Licenciada Sílvia Maria Dias Pires Lopes José, para o exercício de funções correspondentes à categoria de assessor, grau 3, nível 3, nível remuneratório 122, com efeitos a partir de 2 de Dezembro de 2008, sendo dado por findo o contrato de trabalho a termo resolutivo certo, no mesmo Instituto, a partir dessa data. A presente contratação foi precedida de procedimento de selecção de pessoal em situação de mobilidade especial (SME) nos termos do Decreto-Lei n.º 53/2006, de 7 de Dezembro através da oferta pública sigaME n.º P20081592, tendo ficado sem candidatos seleccionados. (Não carece de fiscalização prévia do Tribunal de Contas)

11 de Dezembro de 2008. — O Administrador, *Francisco Oliveira*.

UNIVERSIDADE DOS AÇORES

Reitoria

Despacho n.º 32549/2008

Na sequência do registo n.º R/B-Cr-497/2007, efectuado pela Direcção-Geral do Ensino Superior, do ciclo de estudos conducente ao grau de mestre em Ensino de Biologia e de Geologia no 3.º Ciclo do Ensino Básico e no Ensino Secundário, do Departamento de Ciências da Educação da Universidade dos Açores, aprovado pela resolução n.º SPS-13/2007, da secção permanente do senado de 03 de Agosto, nos termos da alínea f) do artigo 41.º dos Estatutos da Universidade dos Açores, aprovados pelo Despacho Normativo n.º 178/90, de 27 de Dezembro, e republicados, na sequência da primeira alteração, em anexo ao Despacho Normativo n.º 16/2005, de 16 de Março, determino, com base na alínea b) do despacho de delegação de competências n.º 3024/2007, de 28 de Dezembro, e ao abrigo do artigo 61.º da Lei n.º 62/2007, de 10 de Setembro, em conjugação com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 74/2006, de 24 de Março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 107/2008, de 25 de Junho, a publicação do regulamento do referido ciclo de estudos, nos termos que se seguem:

Ciclo de estudos conducente ao grau de mestre em Ensino de Biologia e de Geologia no 3.º Ciclo do Ensino Básico e no Ensino Secundário

Regulamento

Artigo 1.º

Criação do ciclo

A Universidade dos Açores ministra o ciclo de estudos conducente ao grau de mestre em Ensino de Biologia e de Geologia no 3.º Ciclo do Ensino Básico e no Ensino Secundário, da responsabilidade do Departamento de Ciências da Educação.

Artigo 2.º

Organização do ciclo

1. O ciclo de estudos conducente ao grau de mestre em Ensino de Biologia e de Geologia no 3.º Ciclo do Ensino Básico e no Ensino Secundário, adiante designado simplesmente por mestrado, tem a duração de quatro semestres lectivos destinados à parte escolar e à prática pedagógica supervisionada, com elaboração do correspondente relatório científico.
2. O mestrado organiza-se pelo sistema de créditos curriculares ECTS, em conformidade com as disposições do Decreto-Lei n.º 42/2005, de 22 de Fevereiro.

Artigo 3.º

Estrutura curricular e plano de estudos

1. A estrutura curricular e o plano de estudos do mestrado constam do anexo ao presente despacho.
2. Por conveniência de serviço e gestão dos recursos disponíveis, o plano de estudos poderá ser, excepcionalmente, objecto de reordenamento.

Artigo 4.º

Condições de funcionamento

O funcionamento do mestrado está condicionado à matrícula e inscrição de um número mínimo de estudantes, a definir anualmente pelos órgãos competentes da Universidade.

Artigo 5.º

Coordenação

1. Será constituída uma comissão científica, nos termos e com as competências definidas no regulamento de mestrados da Universidade dos Açores.
2. O coordenador do mestrado é nomeado pelo reitor, por indicação do director do departamento.

Artigo 6.º

Vagas

O número de vagas e prazos de candidatura ao mestrado serão fixados anualmente nos termos da legislação em vigor e do protocolo entre a Universidade e a Secretaria da Educação e Ciência do Governo dos Açores.

Artigo 7.º

Regras de candidatura

1. Podem candidatar-se ao ingresso no mestrado aqueles que satisfaçam cumulativamente as seguintes condições:

a) Sejam titulares de uma habilitação académica superior a que se referem as alíneas a) a c) do n.º 1 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 74/2006, de 24 de Março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 107/2008, de 25 de Junho, ou reúnam as condições a que se refere a alínea d) do n.º 1 do mesmo artigo;
b) Tenham obtido, quer no quadro da habilitação académica a que se refere a alínea anterior, quer em outros ciclos de estudos do ensino superior, os créditos mínimos de formação na área da docência fixados para esta especialidade no anexo ao Decreto-Lei n.º 43/2007, de 22 de Fevereiro, ou ainda quando reúnam as condições a que se refere a alínea d) do n.º 1 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 74/2006, de 24 de Março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 107/2008, de 25 de Junho, e satisfaçam os requisitos dos mesmos créditos.

2. Podem ainda candidatar-se ao ingresso no mestrado aqueles que tenham obtido 75% dos créditos fixados para esta especialidade, ficando a inscrição nas unidades curriculares das componentes de didácticas es-

ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

MANUAL DE PROCEDIMENTOS DO GESTOR DO SISTEMA

Dezembro 2008

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA 1
1.1 Objectivo 1
1.2 Matérias a detalhar 1
1.3 Âmbito de aplicação 1
1.4 Critérios de segurança e de funcionamento do sistema 2
1.4.1 Estados de funcionamento do sistema 2
1.4.1.1 Estado normal 2
1.4.1.2 Estado de alerta 2
1.4.1.3 Estado de emergência 2
1.4.1.4 Estado de reposição 2
1.4.2 Variáveis de controlo da segurança do sistema eléctrico 3
1.4.3 Contingências a considerar na análise de segurança 3
1.4.4 Margens das variáveis de controlo operacionais 3
1.4.4.1 Funcionamento do sistema em estado normal 3
1.4.4.2 Critérios de segurança 5
1.4.5 Medidas extraordinárias de segurança 8
1.5 Estabelecimento dos níveis de carga admissíveis 8
1.5.1 Limites térmicos 8
1.5.2 Metodologia de cálculo 9
1.5.2.1 Modelo térmico para o equipamento 9
1.5.2.2 Modelo térmico para os condutores 9
1.5.2.3 Modelo térmico para os transformadores 9
1.5.3 Periodicidade do cálculo dos níveis admissíveis de carga 9
1.6 Condições de entrega de energia nos pontos fronteira da rede de transporte 9
1.6.1 Interrupções do abastecimento e qualidade da onda de tensão 10
1.7 Reservas para a regulação frequência/potência 10
1.7.1 Reserva de regulação primária 10
1.7.2 Reserva de regulação secundária 11
1.7.3 Reserva de regulação terciária 12
1.7.3.1 Reserva mínima de regulação terciária 12
1.7.3.2 Reserva adicional de regulação terciária 12
1.8 Estabelecimento dos planos de segurança 12
1.8.1 Planos de Salvaguarda 13
1.8.1.1 Planos de teledisparo de geradores 13
1.8.2 Planos de Emergência 13
1.8.2.1 Deslastre automático de cargas 14
1.8.2.2 Deslastre selectivo manual de carga 15
1.8.3 Planos de Reposição do Serviço 17
2 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS 19
2.1 Objectivo 19

2.2 Ambito de aplicação 19
2.3 Matérias a detalhar 19
2.4 Previsão de consumo 19
2.4.1 Previsão Mensal Com Horizonte Anual Móvel 19
2.4.2 Previsão Com Horizonte Semanal Móvel 20
2.4.3 Previsão Diária 20
2.5 Verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos 20
2.5.1 Introdução 20
2.5.2 Análise de Segurança 21
2.5.3 Metodologia do Estudo 21
2.5.4 Informação Necessária 22
2.5.4.1 Centrais Térmicas de carvão 22
2.5.4.2 Centrais de fuel, gás natural e gasóleo 22
2.5.4.3 Centrais hidroeléctricas 22
2.5.5 Níveis de Segurança 23
2.5.5.1 Centrais térmicas 23
2.5.5.2 Albufeiras 23
2.6 Coordenação da manutenção das unidades de produção 23
2.6.1 Informação a Fornecer pelos Produtores 23
2.6.2 Informação Difundida pelo Gestor de Sistema 24
2.6.3 Compromisso dos Prazos Anunciados 24
3 PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO 27
3.1 Objectivo 27
3.2 Definições 27
3.2.1 Programa Diário Base (PDBC) 27
3.2.2 Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) 27
3.2.3 Programa Diário Viável Provisional (PDVP) 28
3.2.4 Assignação de reserva de regulação secundária 28
3.2.5 Programa Diário Viável Definitivo (PDVD) 28
3.2.6 Programa Previsional de Reserva (PPR) 28
3.2.7 Programa Horário Final (PHF) 28
3.2.8 Programa Horário Operativo (PHO) 28
3.2.8-A Programa Horário Operativo Final (PHOF) 28
3.2.9 Restrição técnica 29
3.2.10 Áreas de balanço 29
3.2.11 Desvios geração e consumo 31
3.3 Programação prévia 31
3.3.1 Programa diário base de funcionamento (PDBF) 31
3.3.2 Programa diário viável provisional (PDVP) 32
3.3.3 Requisitos de reserva de regulação secundária 32
3.3.4 Assignação de reserva de regulação secundária 32
3.3.5 Programa diário viável definitivo (PDVD) 33
3.3.6 Programa previsional de reserva (PPR) 33

3.4 Mercado intradiário (mi) 33
3.5 Programação em tempo real 34
3.5.1 Programas horários operativos (PHO) 34
3.5.2 Actuações imediatas perante desequilíbrios em tempo real 34
3.5.3 Modificações dos PHO 34
3.5.4 Gestão de desvios entre sessões do MI e solução de restrições detectadas em tempo real 34
3.6 Divulgação de informação relativa à programação da exploração 35
4 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS 37
4.1 Objectivo 37
4.2 Definições 37
4.3 Solução de restrições técnicas no programa diário base 37
4.3.1 Desagregação dos programas estabelecidos no PDBF e comunicação ao GS de outras informações necessárias para as análises de segurança 37
4.3.2 Ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas 38
4.3.2.1 Período para a recepção de ofertas 38
4.3.2.2 Apresentação de ofertas 38
4.3.2.3 Características das ofertas 39
4.3.2.4 Modificação do programa PDBF por critérios de segurança 39
4.3.2.5 Identificação das restrições técnicas 40
4.3.2.6 Resolução das restrições e valorização 40
4.3.2.7 Implementação da resolução de restrições 41
4.3.2.8 Reequilíbrio entre geração e consumo 43
4.3.3 Indisponibilidades de unidades de produção com influência na segurança, comunicadas depois de publicado o PDBF 44
4.3.4 Informação ao OM e aos agentes de mercado 45
4.4 Solução de restrições técnicas no mercado intradiário 45
4.5 Solução de restrições técnicas no pedido de mudança de geração entre áreas de balanço 46
4.6 Resolução de restrições técnicas em tempo real 46
4.7 Mecanismos excepcionais de resolução 47
4.8 Divulgação de informação relativa ao mercado de resolução de restrições técnicas internas 48
4.8.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE 48
4.8.2 MERCADO INTRADIÁRIO 48
4.8.3 TEMPO REAL 48
5 RESOLUÇÃO DE DESVIOS 49
5.1 Objectivo 49
5.2 Procedimento de resolução 49
5.2.1 Definição do Programa Previsional de Reserva (PPR) 49
5.2.2 Definição do Programa Horário Operativo (PHO) 50
5.2.3 Alteração do Programa Horário Operativo (PHO) 50
5.2.4 Actuações imediatas perante desvios em tempo real 51

5.2.5 Valorização da energia mobilizada pelo GS 51
5.3 Mecanismos excepcionais de resolução 52
5.4 Divulgação de informação relativa aos desvios à programação 52
6 INDISPONIBILIDADES DA REDE DE TRANSPORTE 53
6.1 Objectivo 53
6.2 Âmbito da aplicação 53
6.3 Programa de manutenção 53
6.3.1 Plano Anual de Indisponibilidades 53
6.3.1.1 Recepção e compilação das propostas de indisponibilidades 54
6.3.2 Plano Semanal de Indisponibilidades 55
6.3.2.1 Critérios de autorização das indisponibilidades 55
6.3.3 Programação de curto prazo 56
6.3.3.1 Características das indisponibilidades geridas no curto prazo 56
6.3.3.2 Fluxo de informação 57
6.4 Análise diária de segurança 58
7 INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO 59
7.1 Objectivo 59
7.2 Âmbito de aplicação 59
7.3 Definições 59
7.4 Responsabilidades 59
7.5 Critérios para a determinação das indisponibilidades 59
7.6 Procedimentos de actuação 60
8 GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES 63
8.1 Objectivo 63
8.2 Matérias a detalhar 63
8.3 Âmbito de aplicação 63
8.4 Definições 63
8.4.1 Interligação internacional 63
8.4.2 Programa de interligação 63
8.4.3 Capacidade de interligação 64
8.4.4 Desvio 64
8.4.5 Programa de apoio entre sistemas 64
8.4.6 Acordo de Gestão da Interligação 64
8.5 Cálculo e publicação da capacidade de interligação 64
8.5.1 Critérios de segurança 65
8.5.2 Estabelecimento de cenários e procedimento de cálculo da capacidade de interligação 65
8.5.3 Publicação da capacidade de interligação 65
8.6 Estabelecimento dos programas na interligação 65
8.7 Medida da energia na interligação 66

8.8 Determinação e compensação dos desvios 66
8.9 Tratamento dos programas de apoio 67
8.9.1 Programa de apoio pedido pelo sistema português ou pelo sistema espanhol 67
8.9.2 Resposta às solicitações de apoio doutro sistema eléctrico 67
8.9.3 Compensação das energias de apoio 67
8.10 Divulgação de informação relativa às acções coordenadas de balanço 68
9 GESTÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA 69
9.1 Objectivo 69
9.2 Âmbito de aplicação 69
9.3 Serviço complementar de regulação primária 69
9.3.1 Definições 69
9.3.1.1 Regulação primária 69
9.3.2 Necessidades de Regulação Primária 69
9.3.3 Obrigatoriedade da prestação do serviço 70
9.3.4 Comunicação de dados 70
9.3.5 Controlo do cumprimento dos requisitos 70
9.4 Serviço complementar de regulação secundária 70
9.4.1 Definições 70
9.4.1.1 Reserva de regulação secundária 70
9.4.2 Agentes participantes 71
9.4.3 Determinação da Reserva Global necessária 71
9.4.4 Apresentação das ofertas 71
9.4.5 Assignação da Reserva Secundária 71
9.4.6 Valorização do Serviço de Regulação Secundária 72
9.4.6.1 Reserva de regulação assignada 72
9.4.6.2 Energia de regulação secundária utilizada 72
9.4.7 Controlo da resposta 73
9.4.8 Mecanismos Excepcionais de Assignação 73
9.4.9 Assignação da Regulação Secundária 73
9.4.9.1 Dados de Entrada no Processo de Assignação 73
9.4.9.2 Assignação da Reserva de Regulação Secundária 74
9.4.10 Regras da Regulação Secundária 75
9.4.10.1 Introdução 75
9.4.10.2 Reserva de Regulação Secundária 76
9.4.10.3 Controlo da Regulação 77
9.4.10.4 Incumprimentos 77
9.5 Serviço complementar de regulação 78
9.5.1 Definições 78
9.5.1.1 Regulação terciária 78
9.5.1.2 Reserva terciária 78
9.5.2 Agentes Participantes 78
9.5.3 Determinação da Reserva Global Necessária 78
9.5.4 Apresentação de Ofertas de Reserva de Regulação 79
9.5.5 Actualização das Ofertas de Reserva de Regulação 79

9.5.6 Critérios gerais para a assignação das ofertas de regulação 80
9.5.7 Valorização do Serviço 80
9.5.8 Controlo do cumprimento do Serviço Mobilizado 80
9.5.9 Mecanismos Excepcionais de Mobilização 80
9.5.10 Validação dos blocos de oferta 81
9.5.11 Algoritmo de assignação de ofertas de reserva de regulação 81
9.6 Divulgação de informação relativa ao Mercado de Serviços de Sistema 81
9.6.1 Mercado de Regulação Secundária 81
9.6.2 Mercado de Reserva de Regulação 82
10 OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO 83
10.1 Objectivo 83
10.2 Matérias a detalhar 83
10.3 Âmbito de aplicação 83
10.4 Responsabilidades 83
10.5 Actuação do gs sobre as instalações do sistema de produção e transporte 84
10.6 Operação da rede 84
10.6.1 Estados Possíveis Da Rede 84
10.6.2 Operação em Estado Normal 85
10.6.3 Operação em Estado de Alerta 85
10.6.3.1 Avaliação dos riscos potenciais 85
10.6.3.2 Determinação e análise das possíveis medidas correctiva e preventivas 86
10.6.3.3 Aplicação das acções correctivas e preventivas 86
10.6.4 Operação em Estado de Emergência 87
10.6.5 Actuação em Estado de Reposição 87
10.7 Controlo das tensões na rede 88
10.8 Medidas de operação para garantir a satisfação do consumo em situações de alerta e de emergência 89
10.8.1 Situações de alerta no abastecimento dos consumos a curto prazo 89
10.8.2 Situação de emergência no abastecimento dos consumos 90
10.9 Mecanismo excepcional de resolução 90

1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

1.1 OBJECTIVO

Este Procedimento visa o estabelecimento de critérios de segurança e funcionamento que devem aplicar-se à operação do sistema eléctrico português, na elaboração e execução das normas de segurança, tendo como objectivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas.

1.2 MATÉRIAS A DETALHAR

Neste procedimento estabelecem-se:

a) Os critérios de segurança e funcionamento a aplicar à operação do sistema eléctrico português, de modo a garantir a continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas.

b) Os critérios a utilizar para determinar os níveis de carga admissíveis em linhas e transformadores da rede de transporte.

c) As condições de entrega de energia em pontos fronteira da ligação da rede de transporte com outras redes ou instalações, de modo a garantir a qualidade de serviço nesses pontos fronteira.

d) As reservas de regulação necessárias que permitam resolver as restrições técnicas e os desequilíbrios entre geração e consumo.

e) As condições gerais para o estabelecimento de planos de segurança de modo a garantir o funcionamento seguro e fiável do sistema e que permitam levar a cabo a reposição do serviço após a ocorrência de um grande incidente.

1.3 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este Procedimento aplica-se às seguintes entidades:

- Gestor do Sistema, entidade concessionária da RNT.
- Empresas proprietárias ou operadoras de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.
- Operadores das redes de distribuição e clientes ligados à rede de transporte.
- Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores ligados à rede de transporte ou que tenham influência directa sobre esta.
- Outros Agentes do Mercado (AM).

Este Procedimento afecta as seguintes instalações:

- As instalações da rede de transporte.
- As instalações de produção ligadas directamente à rede de transporte ou com influência directa no funcionamento desta.
- As instalações de distribuição ou de clientes ligados directamente à rede de transporte.

1.4 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA E DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

1.4.1 ESTADOS DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

Definem-se quatro possíveis estados de funcionamento do sistema eléctrico:

1.4.1.1 ESTADO NORMAL

Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 1.4.4.1 e se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 1.4.4.2.

1.4.1.2 ESTADO DE ALERTA

Situação na qual todas as variáveis de controlo que caracterizam o estado do sistema se encontram dentro das margens de funcionamento normal estabelecidas no ponto 1.4.4.1, mas não se cumprem os critérios de segurança face às contingências indicadas no ponto 1.4.4.2.

1.4.1.3 ESTADO DE EMERGÊNCIA

Situação na qual uma ou mais variáveis de controlo do sistema apresentam valores fora das margens de funcionamento normal.

Inclui-se neste estado aqueles casos em que se regista alguma interrupção no fornecimento de energia eléctrica de carácter local.

1.4.1.4 ESTADO DE REPOSIÇÃO

Situação caracterizada pela perda de fornecimento de energia eléctrica numa parte do sistema eléctrico (apagão regional) ou na totalidade do sistema eléctrico (apagão nacional), sendo que o principal objectivo é o da reposição ordenada, segura e rápida do serviço.

1.4.2 VARIÁVEIS DE CONTROLO DA SEGURANÇA DO SISTEMA ELÉCTRICO

As variáveis que permitem supervisionar o estado do sistema eléctrico são:

- A frequência do sistema.
- As tensões nos nós da rede de transporte.
- Os níveis de carga nos diferentes elementos da rede de transporte (linhas, transformadores e equipamentos associados).
- As reservas de regulação (potências activa e reactiva).

1.4.3 CONTINGÊNCIAS A CONSIDERAR NA ANÁLISE DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema deve realizar os estudos de análise de segurança que sejam necessários, de modo a identificar quais os incidentes que possam provocar na rede de transporte violação das margens estabelecidas para as variáveis de controlo e segurança do sistema eléctrico de sua responsabilidade e aplicar os planos de segurança adequados.

Nestes estudos de análise de segurança devem contemplar-se como carácter geral a falha simples de um qualquer dos elementos do sistema (Critério N-1): grupo gerador, circuito de linha, transformador ou reactância. Adicionalmente, consideram-se também as seguintes contingências:

- A falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas que tenham no seu traçado corredores de apoios comuns com mais de 35 km.
- Durante a exploração em tempo real, quando for baixo o risco desta contingência por não existirem condições meteorológicas adversas, nem de qualquer outro tipo que afectem negativamente o funcionamento da linha, pode-se não considerar esta contingência na análise de segurança em tempo real.
- A falha do maior grupo gerador de uma região e a falha sucessiva de uma das suas linhas de ligação com o resto do sistema ou falha de outro grupo da mesma região quando, após uma primeira falha simples (grupo ou linha), o sistema fica num estado de alerta e não seja possível recuperar o estado normal de funcionamento mediante a utilização dos meios disponíveis para a operação em tempo real.

1.4.4 MARGENS DAS VARIÁVEIS DE CONTROLO OPERACIONAIS

1.4.4.1 FUNCIONAMENTO DO SISTEMA EM ESTADO NORMAL

1.4.4.1.1 FREQUÊNCIA

A frequência atribuída ao sistema é de 50 Hz ou, alternativamente, o valor consignado pela UCTE com o objectivo de corrigir a hora síncrona.

Encontrando-se o sistema eléctrico nacional interligado com o sistema europeu, as margens de variação de frequência estarão de acordo com as referências estabelecidas para manter a frequência em todo o sistema europeu interligado.

Em caso de funcionamento em rede isolada de uma parte do sistema eléctrico nacional, desligado do restante sistema europeu, as margens indicadas podem ser excedidas temporariamente.

1.4.4.1.2 TENSÃO

As tensões na RNT deverão encontrar-se dentro das margens indicadas na tabela seguinte:

	Mínimo	**Máximo**
Nível de 400 kV	380 kV (95 %)	420 kV (105%)
Nível de 220 kV	209 kV (95%)	245 kV (111%)
Nível de 150 kV	142 kV (95 %)	165 kV (110%)
Nível de 60 kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso, por acordo com a Distribuição, nos termos do RQS	

Após a contingência, a tensão poderá variar segundo o estabelecido no ponto 1.4.4.2.

1.4.4.1.3 CARGA

Os níveis de carga dos elementos da rede de transporte não superarão a capacidade nominal dos transformadores, nem a capacidade térmica permanente das linhas da rede de transporte definidas para cada período sazonal, de acordo com o indicado no ponto 5.

Em todo o caso, a capacidade em regime permanente poder-se-á limitar a um valor inferior ao indicado quando assim seja necessário por razões de estabilidade dinâmica, exista risco de colapso de tensão ou por qualquer outra situação que o exija.

Após contingência, a carga dos elementos da rede de transporte poderá atingir os valores estabelecidos no ponto 1.4.4.2.

1.4.4.1.4 DESVIOS MÁXIMOS NAS INTERLIGAÇÕES

As regras que regem o funcionamento do sistema interligado europeu (*Operation Handbook* da UCTE) fixam os critérios que têm que ser respeitados por todos os sistemas eléctricos que o integram, para evitar fortes desvios involuntários nas interligações entre sistemas adjacentes, os quais poderiam afectar a segurança do sistema interligado, bem como para definir a participação conjunta na manutenção da frequência.

Para garantir o cumprimento efectivo dos referidos critérios, durante a exploração em estado normal, o sistema eléctrico nacional deve dispor das margens de reserva de regulação que se estabelecem neste Procedimento. Com essas reservas de regulação pretende-se, em primeiro lugar, fazer face às variações imprevistas do consumo ou da geração, bem como evitar que nas interligações com o restante sistema europeu se possam produzir desvios de potência importantes.

Com o mesmo fim, nem as alterações de programas de intercâmbio internacional nem as centrais de bombagem deverão provocar desvios nas interligações internacionais superiores quer aos valores máximos estabelecidos nos acordos de operação bilateral quer em regras que regem o funcionamento do sistema interligado.

1.4.4.1.5 RESERVA DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA ACTIVA

No Capítulo 7 deste procedimento estabelecem-se os requisitos de reserva de regulação primária, secundária e terciária.

1.4.4.1.6 RESERVA DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA REACTIVA

Em cada zona eléctrica dever-se-á dispor de reserva de potência reactiva suficiente para fazer face às contingências consideradas no ponto 1.4.4.2 sem que se superem os limites estabelecidos no dito ponto para as tensões nos nós.

1.4.4.2 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

As variáveis de controlo de segurança do sistema devem permanecer dentro dos limites que se indicam em seguida para as contingências estabelecidas no ponto 1.4.3 não se produzindo para essas contingências cortes de consumos, devendo-se cumprir adicionalmente as condições estabelecidas na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

1.4.4.2.1 FALHA SIMPLES (CRITÉRIO N-1)

- Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte podendo, não obstante, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15 %.
- Não se produzem sobrecargas permanentes nos transformadores podendo, contudo, admitir-se sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 5% da sua capacidade nominal no Verão e 20% no Inverno.
- As tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os seguintes valores:

	Mínimo	**Máximo**
Nível de 400 kV	372 kV	420 kV
Nível de 220 kV	205 kV	245 kV
Nível de 150 kV	140 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5% em torno das tensões referidas em 1.4.4.1.2, nos termos do RQS	

1.4.4.2.2 FALHA DE LINHAS DE CIRCUITO DUPLO

- Não se produzem sobrecargas permanentes nas linhas da rede de transporte podendo, contudo, admitir-se sobrecargas transitórias (de duração igual ou inferior a 15 minutos) até 15% da sua capacidade nominal.
- Não se produzem sobrecargas permanentes nos transformadores podendo, contudo, admitir-se sobrecargas (de duração igual ou inferior a duas horas) até 10% da sua capacidade nominal no Verão e 30% no Inverno.
- As tensões, após a recuperação do regime permanente, devem estar compreendidas entre os seguintes valores:

	Mínimo	**Máximo**
Nível de 400 kV	360 kV	420 kV
Nível de 220 kV	198 kV	245 kV
Nível de 150 kV	135 kV	165 kV
Nível de 60 kV	Admitem-se variações máximas de +/- 5% em torno das tensões referidas em 1.4.4.1.2, nos termos do RQS	

O Gestor do Sistema mantém actualizada e publicada uma lista das linhas de circuito duplo, definidas segundo o ponto 1.4.3, de modo a ter em conta a influência da falha destes circuitos aquando da realização de estudos de análise de segurança.

1.4.4.2.3 FALHA SUCESSIVA DO MAIOR GRUPO GERADOR DE UMA ZONA E DE UMA LINHA DE INTERLIGAÇÃO DA DITA ZONA COM O RESTANTE SISTEMA

Consideram-se os mesmos valores admissíveis para as sobrecargas de linhas e transformadores e também os mesmos limites para as tensões nos nós que foram estabelecidas para o caso de falhas de linhas de circuito duplo.

1.4.4.2.4 TABELA DE RESUMO DOS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA FACE ÀS CONTINGÊNCIAS

Em seguida apresenta-se uma tabela resumo dos critérios de segurança referidos. Em todas as situações deve-se verificar que:

- Não existe cortes de consumos.
- A frequência se encontra dentro das margens estabelecidas pelas regras da UCTE.

- Existe a reserva de regulação disponível estabelecida neste procedimento.

TABELA RESUMO DOS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

CRITÉRIO / CONTINGÊNCIA	SOBRECARGAS TRANSITÓRIAS (%) t < 2 h LINHAS	SOBRECARGAS TRANSITÓRIAS (%) t < 2 h TRANSF.	SOBRECARGAS TRANSITÓRIAS (%) t<15 min LINHAS	SOBRECARGAS TRANSITÓRIAS (%) t<15 min TRANSF.	TENSÕES kV	DESVIOS	FREQUÊNCIA	INTERRUPÇÃO ABASTECIMENTO OU DEGRADAÇÃO QUALIDADE
Sem falha (N)	0	0	0	0	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal	De acordo com procedimento *"Funcionamento do sistema"*	De acordo com regras UCTE	Não existe
Falha simples (N -1)	0	Inverno: 20 Verão: 5	15%	Inverno: 20 Verão: 5	Nivel 400 kV : 372-420 Nivel 220 kV: 205-245 Nivel 150 kV: 140-165	De acordo com procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras UCTE	Não existe
Duplo circuito ou sucessivo de grupo mais linha	0	Inverno: 30 Verão: 10	15%	Inverno: 30 Verão: 10	Nivel 400 kV : 360-420 Nivel 220 kV:198-245 Nivel 150 kV: 135-165	De acordo com procedimento "Funcionamento do sistema"	De acordo com regras UCTE	Não existe

1.4.4.2.5 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

- Adicionalmente, aos critérios anteriores, deverá garantir-se, em todos os casos, a inexistência de uma situação de instabilidade das tensões que possa derivar num colapso de tensão.
- No caso de nós da rede de transporte alimentados por apenas duas linhas nos quais, perante a falha ou indisponibilidade programada de uma delas, se deixasse de cumprir o critério N-1, dever-se-á estabelecer um Plano de Salvaguarda específico, em colaboração com os agentes afectados, para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha posterior da outra linha.

Para a programação de trabalhos que impliquem a indisponibilidade de uma destas linhas, dever-se-á avaliar o risco de falha da outra, escolhendo sempre o momento e as condições mais apropriadas para realizar o trabalho, de acordo com o operador da rede de distribuição da zona.

- Para trabalhos com indisponibilidade de um barramento duma subestação de barramento duplo, analisar-se-ão os efeitos da falha do outro barramento e ter-se-ão em conta todas as circunstâncias que poderão ocorrer em cada situação específica, considerando devidamente as respectivas consequências na segurança do sistema estabelecendo-se, se necessário, um Plano de Salvaguarda para reduzir ao máximo os efeitos que poderão advir da falha do outro barramento.
- Para intervenções planeadas em elementos dos sistemas de protecção, dever-se-á ter em conta o nível de criticidade dos diferentes nós da rede e os tempos críticos de eliminação do defeito, conforme disposto em procedimento específico, de forma a evitar que um defeito nessas condições possa ter uma repercussão grave para o sistema.
- Sempre que exista um Plano de Salvaguarda, em que se estabeleçam as medidas de operação após uma dada contingência, que minimize as consequências, poder-se-ão exceder os limites estabelecidos neste Procedimento para as variáveis de controlo.

1.4.5 MEDIDAS EXTRAORDINÁRIAS DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema, perante situações especiais, tais como eventos importantes de carácter público, condições meteorológicas adversas, tomará as medidas necessárias para garantir a segurança do abastecimento no sistema eléctrico nacional aplicando, se o considerar necessário, critérios mais restritivos do que os descritos na Secção 1.4.4.

1.5 ESTABELECIMENTO DOS NÍVEIS DE CARGA ADMISSÍVEIS

O operador da rede de transporte e as entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT aplicará os critérios que a seguir se referem para estabelecer os níveis de carga admissíveis nas linhas e transformadores de que seja proprietário.

1.5.1 LIMITES TÉRMICOS

Define-se como “capacidade” ou “limite térmico sazonal” a capacidade máxima de transporte duma linha ou transformador em regime permanente, associada a um período determinado.

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT determinarão a capacidade admissível das linhas e transformadores de que são proprietárias, utilizando para esse fim a metodologia aprovada e publicada.

Para o cálculo da capacidade de transporte das linhas ter-se-á em conta o estabelecido no regulamento técnico de linhas aéreas de alta tensão, para garantir a segurança das pessoas e bens.

Estabelecem-se os limites térmicos sazonais para os seguintes períodos:

Para o sistema português:

Limite Térmico Sazonal	Período
Verão:	Junho-Julho-Agosto-Setembro
Inverno:	Dezembro a Fevereiro

No caso das instalações que possuam meios de monitorização para determinar a sua capacidade térmica em tempo real, a informação dos mesmos poderá ser tida em conta nas análises de segurança do sistema.

O Gestor do Sistema, após informar os agentes, poderá modificar transitoriamente os períodos de aplicação dos limites térmicos sazonais, quando ocorram condições meteorológicas excepcionais que o justifiquem.

1.5.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Os modelos de cálculo a utilizar na determinação das capacidades de transporte de linhas e transformadores contemplarão os aspectos que a seguir se referem.

1.5.2.1 MODELO TÉRMICO PARA O EQUIPAMENTO

Ter-se-ão em conta as equações que regem o comportamento térmico do equipamento, os dados estatísticos históricos de temperaturas e a temperatura máxima de projecto do equipamento.

1.5.2.2 MODELO TÉRMICO PARA OS CONDUTORES

Ter-se-ão em conta as equações que regem o comportamento térmico dos condutores, os dados estatísticos históricos de temperaturas, e a temperatura da especificação do condutor e da radiação solar. Considerar-se-á uma velocidade do vento de 0,6 m/s.

1.5.2.3 MODELO TÉRMICO PARA OS TRANSFORMADORES

A capacidade dos transformadores será definida pelos fabricantes de acordo com as suas características construtivas específicas e será a mesma em todos os regimes permanentes admissíveis.

1.5.3 PERIODICIDADE DO CÁLCULO DOS NÍVEIS ADMISSÍVEIS DE CARGA

As actualizações das capacidades térmicas das instalações de transporte realizar-se-ão sempre que exista alguma variação das características dos equipamentos.

1.6 CONDIÇÕES DE ENTREGA DE ENERGIA NOS PONTOS FRONTEIRA DA REDE DE TRANSPORTE

As entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT são responsáveis pela operação das suas instalações seguindo as instruções recebidas pelo Gestor do Sistema, para que se garantam as condições de entrega de energia estabelecidas nesta secção.

Adicionalmente ao exposto neste procedimento, deverão cumprir-se as condições específicas que se estabelecem na regulamentação vigente sobre qualidade de serviço.

Relativamente às variações de frequência e tensão nos nós fronteira da rede de transporte, será aplicado o estabelecido na secção 1.4.4, considerando o que se refere de seguida.

1.6.1 INTERRUPÇÕES DO ABASTECIMENTO E QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

Os valores admitidos para as interrupções do abastecimento e da qualidade da onda tensão encontram-se estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

1.7 RESERVAS PARA A REGULAÇÃO FREQUÊNCIA/POTÊNCIA

O Gestor do Sistema fixará para o sistema eléctrico nacional os níveis de reserva de regulação, necessários para fazer frente aos desequilíbrios entre geração e consumos reais, de acordo com o plano de necessidades de serviços de sistema, previamente aprovado pela ERSE.

Dependendo da escala de tempo em que tem lugar a sua acção e do sinal originado pela sua actuação, estabelecem-se três níveis de reserva:

- Reserva de regulação primária.
- Reserva de regulação secundária.
- Reserva de regulação terciária.

Sem prejuízo do indicado por este procedimento para as reservas de regulação indicadas, para a gestão dos serviços complementares correspondentes ter-se-ão em conta os procedimentos específicos que se lhes aplicam, nos quais são detalhados de forma exaustiva os aspectos relativos a esta questão.

1.7.1 RESERVA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

O Gestor do Sistema determinará e publicará em cada ano as necessidades de reserva de regulação primária para a gestão do sistema eléctrico, de acordo com as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela UCTE.

Estes critérios estabelecem que, em situação não perturbada, uma perda súbita de 3000 MW de geração no sistema UCTE, deve ser compensada unicamente mediante a acção da regulação primária devendo cumprir-se as seguintes condições para a variação da frequência:

- O desvio de frequência em regime transitório será inferior a 800 mHz, não sendo activados os primeiros escalões de deslastre de carga por frequência.
- O desvio de frequência em regime quase-estacionário será inferior a 180 mHz, considerando um efeito autoregulador da carga de 1%/Hz. De forma semelhante, uma perda súbita de carga de 3000 MW, não deverá provocar um aumento superior a 180 mHz na frequência.

Os sistemas interligados terão de colaborar na reserva de regulação primária estabelecida para o conjunto, em função de um coeficiente de partilha, que se estabelece anualmente para cada um dos sistemas referidos. Deste modo, para cada sistema nacional, a reserva de regulação primária exigida (RP), num ano concreto, é determinada pela seguinte expressão:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times \mathrm{RP_T}\ [MW]$$

Sendo:

E = Energia produzida no ano anterior pelo sistema nacional (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação).

E_T = Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu.

RP_T = Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado.

A banda de insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser a mais pequena possível e, em todos os casos, inferior a $\pm$ 10 mHz e a banda morta predefinida igual a zero.

Para o conjunto do sistema europeu interligado, a reserva mínima de regulação primária estabelecida RP_T, deve ser activada na sua totalidade perante desvios quase-estacionários de frequências iguais ou superiores a 200 mHz.

VELOCIDADE DE ACTIVAÇÃO DA RESERVA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

A reserva de regulação primária deve ser activada nos seguintes intervalos:

- Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW.
- Variar linearmente entre 15 e 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1500 e 3000 MW, sendo os valores de potência indicados referidos à rede síncrona UCTE.

1.7.2 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A reserva que se deve manter em regulação secundária no sistema eléctrico nacional, será determinada pelo Gestor do Sistema para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados. Além disso, ter-se-á em conta a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das unidades de produção e bombagem.

O início da actuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua actuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela acção da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante, o mais tardar em 15 minutos.

Para o estabelecimento dos níveis de reserva de regulação secundária ter-se-ão em consideração os critérios e recomendações que sejam publicados para estes efeitos pela UCTE.

As regras da UCTE recomendam também que, no caso do valor da reserva de regulação secundária a subir não ser suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, deverá também prever-se uma reserva terciária rápida para assegurar a diferença.

1.7.3 RESERVA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

1.7.3.1 RESERVA MÍNIMA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

A reserva mínima de regulação terciária em cada período de programação será estabelecida pelo Gestor do Sistema, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma directa pela falha simples dum elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto em cada período de programação.

1.7.3.2 RESERVA ADICIONAL DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

Além das reservas de regulação primária, secundária e terciária que se estabelecem neste Procedimento, será necessário dispor de uma reserva adicional de potência activa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema nos seguintes casos:

- Quando o consumo horário previsto pela REN, supere em mais de 2% o consumo horário resultante dos mercados de produção diário e intradiário.
- Quando a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

O valor da reserva adicional de potência activa será determinado pela soma dos défices de potência derivados da consideração dos casos anteriores.

1.8 ESTABELECIMENTO DOS PLANOS DE SEGURANÇA

O Gestor do Sistema deverá, com a colaboração dos proprietários das instalações afectadas, estabelecer e pôr à disposição de todos os agentes os planos de segurança, que permitam fazer frente às diferentes situações que podem apresentar-se na operação do sistema da sua responsabilidade, com o objectivo de garantir a sua segurança.

Os planos de segurança, em função da situação de operação em que se aplicam, classificam-se como:

Planos de Salvaguarda, Planos de Emergência e Planos de Reposição de Serviço.

1.8.1 PLANOS DE SALVAGUARDA

Os Planos de Salvaguarda contemplarão as medidas que se devem adoptar para evitar que o sistema se encontre fora do estado normal ou, se isso acontecer, para recuperar esse estado no menor tempo possível, com o objectivo de prevenir o desencadeamento de incidentes que possam ter uma importante repercussão negativa tanto no abastecimento eléctrico como no funcionamento dos geradores.

Nos Planos de Salvaguarda serão estabelecidas:

- As acções correctivas pós-contingência, incluindo os planos de teledisparo dos geradores, que os operadores deverão adoptar para devolver o sistema ao estado normal de funcionamento.
- As acções preventivas necessárias para aqueles casos em que as repercussões possam ser graves para o sistema e em que as possíveis acções correctivas pós-contingência não possam ter efeito em tempo útil para a operação (no caso de, por exemplo, ser necessário ligar um novo grupo na mesma zona).

1.8.1.1 PLANOS DE TELEDISPARO DE GERADORES

O Gestor do Sistema poderá estabelecer planos de teledisparo de geradores ou outros elementos da rede de transporte em zonas de potência excedentária, nas quais determinadas contingências possam provocar sobrecargas importantes para escoar a geração ou a perda de estabilidade dos grupos dessa zona.

Os custos derivados da instalação do teledisparo assim como as possíveis implicações que essa instalação tiver sobre o funcionamento dos equipamentos geradores, serão assumidos pelos proprietários desses geradores.

1.8.2 PLANOS DE EMERGÊNCIA

O objectivo dos Planos de Emergência é minimizar o alcance e a extensão dos incidentes, uma vez que estes tenham ocorrido e devolver o sistema ao estado normal de operação no menor tempo possível. Consequentemente, só se consideram os planos de acções correctoras pós-contingência que sejam precisos em cada caso, incluindo a actuação dos equipamentos de deslastre de cargas por mínimo de frequência e o deslastre de carga manual selectivo.

1.8.2.1 DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGAS

O Gestor do Sistema, considerando as propostas realizadas pelos operadores das redes de distribuição, proporá para aprovação da ERSE, os Planos de Deslastre Automático de Cargas necessários para os casos em que, por causa de um incidente muito grave, o equilíbrio entre a geração e o consumo do sistema não possa ser restabelecido, pondo em prática outras acções de controlo.

Estes planos serão baseados na actuação de um sistema automático de deslastre de cargas por mínimo de frequência, para conseguir desligar controladamente essas cargas e poderão ser coordenados a nível ibérico com o objectivo de melhorar a sua eficiência.

Os Planos de Deslastre Automático de Cargas estabelecerão um deslastre escalonado, desligando em primeiro lugar os grupos de bombagem e posteriormente, para valores inferiores de frequência, conjuntos de cargas não criticas pré-seleccionadas.

Este deslastre será realizado de acordo com os limites de frequência, magnitude da carga e especificação da mesma, que se estabeleçam nos Planos de Deslastre Automático de Carga.

Os geradores ligados nas redes de distribuição, os clientes ligados à RNT e os proprietários dos grupos de bombagem, deverão instalar relés de frequência cuja actuação se ajuste aos critérios gerais que se indicam neste Procedimento e aos que se estabeleçam nos Planos de Deslastre Automático de Cargas que estejam em vigor em determinado momento. A localização, os critérios de actuação e as características destes relés não poderão ser modificadas sem o acordo prévio do Gestor do Sistema.

As empresas produtoras deverão garantir, sempre que a protecção dos equipamentos internos o permita, que as protecções de mínimo de frequência dos grupos geradores, incluindo os que estão em regime especial, estejam coordenadas com o sistema de deslastre automático de cargas por frequência e somente poderão ser desligados da rede se a frequência cair abaixo dos 48 Hz, durante um tempo igual ou superior a 3 segundos.

O Gestor do Sistema poderá realizar, sempre que o considere oportuno, simulações de activação destes Planos de Deslastre Automático de Cargas por mínimo de frequência, utilizando para o efeito o simulador de treino.

De igual modo, poder-se-á contemplar a actuação de deslastres automáticos de cargas se, depois da aplicação sucessiva das medidas de operação que sejam pertinentes, forem precisos esses deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas pontuais na rede de transporte, por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento.

1.8.2.2 DESLASTRE SELECTIVO MANUAL DE CARGA

Se depois da aplicação sucessiva das medidas de operação, que são de aplicação em situações de alerta e emergência para cobrir o consumo, for preciso chegar ao deslastre selectivo por existir risco iminente para a continuidade do abastecimento, o Gestor do Sistema dará instruções para que as empresas de distribuição procedam ao deslastre indicado.

Os deslastres selectivos de carga poderão ser efectuados directamente pelo Gestor do Sistema (em caso de ser necessário realizar um deslastre de forma expedita) ou pelos operadores das redes de distribuição na sequência de solicitação da REN.

Para este fim, deverão estabelecer-se planos que serão elaborados com a colaboração dos operadores das redes de distribuição, para que a aplicação desta medida minimize o impacto sobre os seus clientes. Estes planos deverão ser revistos periodicamente e estarão necessariamente integrados nos protocolos de operação existentes entre a REN e as empresas de distribuição.

Estes planos incluirão a seguinte informação:

- Subestações das redes de transporte e distribuição envolvidas.
- Saídas afectadas.
- Potência deslastrável estimada.
- Caracterização geográfica.

Os deslastres deverão produzir-se de acordo com as considerações apresentadas a seguir.

1.8.2.2.1 LIMIAR DE DESLASTRE

O Gestor do Sistema emitirá as instruções de deslastre quando se verificar alguma das condições que se indicam a seguir, para os parâmetros associados às variáveis de controlo:

- Sobrecargas em linhas de transporte com uma duração superior ou igual a 15 minutos.
- Sobrecargas em linhas de transporte superiores ou iguais a 15 %.
- Tensões, em regime estacionário, inferiores a 360, 198 e 135 kV, para os níveis de tensão de 400, 220 e 150 kV respectivamente.
- Tensões, em regime estacionário, inferiores a 59 kV, para o nível de tensão de 63kV, com a capacidade de regulação em carga dos transformadores esgotada.
- Frequência em regime estacionário inferior a 49 Hz.
- Sobrecargas permanentes nos transformadores superiores a 30 % durante o Inverno (Dezembro a Fevereiro, ambos inclusive), a 10 % no Verão (Junho a Setembro, ambos inclusive) e a 15 % nos restantes meses.
- Situações de emergência de cobertura.

1.8.2.2.2 CARGAS AFECTADAS PELO DESLASTRE

O Gestor do Sistema determinará:

- As zonas eléctricas da rede de transporte nas quais se deverão deslastrar as cargas.
- Para cada zona eléctrica da rede de transporte, o Gestor do Sistema indicará os nós eléctricos de ligação sobre os quais prioritariamente se deverá realizar o deslastre, com o objectivo de subir a tensão nos nós considerados como variáveis de controlo mais afectadas.
- O valor da potência a deslastrar.
- Hora de início do deslastre e estimativa do período durante o qual este se manterá.

Resulta deste procedimento que um operador de rede de distribuição em BT cuja rede se encontre ligada à RND, será considerada como uma carga desta última empresa.

O operador da rede de distribuição escolherá os clientes que deverão ser afectados, tentando minimizar o impacto sobre os utilizadores deste serviço evitando, na medida do possível, afectar serviços essenciais e a repetição dos deslastres sobre um mesmo cliente ou conjunto de clientes. Com esse objectivo, caso seja necessário, será aplicado um critério de deslastre rotativo dos clientes.

Os deslastres deverão iniciar-se preferencialmente começando com os circuitos correspondentes a consumos industriais, continuando com as zonas rurais, seguindo-se os clientes domésticos e, em último caso, afectando os serviços público e zonas comerciais.

Se a carga a deslastrar for superior à contemplada nos Planos de Deslastre de Carga, ou o tempo disponível para executar os deslastres não for suficiente para por em prática estes Planos, os operadores das redes de distribuição procederão ao deslastre de cargas por nós completos da rede de distribuição, assegurando a compatibilidade dos deslastres com as instruções emitidas pelo Gestor do Sistema.

1.8.2.2.3 COMUNICAÇÃO DA INSTRUÇÃO DE DESLASTRE

No caso das situações de deslastre poderem ser previstas antecipadamente, o responsável da Divisão do Gestor do Sistema, contactará com o operador de rede de distribuição, informando que se deverá proceder ao corte de consumos na rede de distribuição, transmitindo a informação recolhida na secção anterior.

No caso das situações de deslastre não poderem ser previstas antecipadamente, os deslastres serão executados imediatamente. Neste caso, o Centro de Controlo do Gestor do Sistema transmitirá o valor da potência a deslastrar ao Centro de Operação do Gestor do Sistema, que procederá ao corte de consumos a partir das saídas da rede de transporte, de acordo com os planos pré-estabelecidos em colaboração com a empresa de distribuição.

1.8.2.2.4 CONFIRMAÇÃO DO DESLASTRE

As empresas de distribuição confirmarão ao Gestor do Sistema a execução dos deslastres de cargas.

1.8.2.2.5 NORMALIZAÇÃO DO ABASTECIMENTO

Quando a tensão nos nós piloto seja tal que, com a ligação de cargas, não seja previsível a existência de sobrecargas ou quebras de tensão nos equipamentos que ponham em risco o abastecimento, o Gestor do Sistema dará instruções aos operadores das redes de distribuição para iniciar a reposição progressiva das cargas deslastradas, indicando:

- As zonas eléctricas da rede de transporte nas quais deverá repor a carga.
- A potência total das cargas a ligar.

O processo de reposição será realizado de forma progressiva até à total normalização do abastecimento eléctrico.

1.8.2.2.6 CONFIRMAÇÃO DA NORMALIZAÇÃO DO ABASTECIMENTO

As empresas de distribuição confirmarão ao Gestor do Sistema a normalização do abastecimento eléctrico, indicando as potências, tempo e energias não abastecidas, indexando esta informação com o correspondente Plano de Deslastre de Carga.

1.8.2.2.7 INFORMAÇÃO EMITIDA PELO GESTOR DO SISTEMA

Com a maior brevidade possível, o Gestor do Sistema enviará uma informação aos Organismos Ministeriais e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, na qual se pormenorizarão todos os aspectos relevantes do incidente que tenha sido provocado pelo deslastre de carga.

1.8.3 PLANOS DE REPOSIÇÃO DO SERVIÇO

Os Planos de Reposição do Serviço têm como objectivo devolver o sistema eléctrico ao estado normal de operação, depois de incidentes graves que tenham provocado a separação de parte da rede de transporte e interrupções do abastecimento em grandes zonas do sistema.

A elaboração e actualização dos Planos de Reposição do Serviço são da responsabilidade dos Gestores dos Sistemas espanhol e português.

Estes planos sistematizarão as actuações que os diferentes centros de controlo/manobra e o pessoal de operação local nas subestações deverão realizar, no caso de ocorrer uma perturbação com as consequências descritas.

No caso de se produzir um incidente local ou nacional, os centros de controlo/manobra de produção, distribuição e transporte efectuarão a reposição do serviço coordenados pelo Gestor do Sistema, conforme o estabelecido nos respectivos Planos de Reposição.

De um modo geral, a reposição das cargas deverá ser levada a cabo pelos agentes nos termos em que se estabeleceram os Planos de Reposição do Serviço. Estes planos deverão também referenciar os dispositivos automáticos de reposição de serviço instalados, nos casos em que estão autorizados e a sua inter-relação com a actuação dos agentes mencionados. Consequentemente, a actuação autónoma de dispositivos de reposição automática de carga será limitada aos casos que estão contemplados nestes Planos.

Serão realizadas simulações destes Planos de Reposição de Serviço sempre que o Gestor do Sistema o considere oportuno, utilizando para o efeito o simulador de treino

.

2 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DE OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS

2.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento, que contém diversos horizontes, discriminações e periodicidades, é definir o processo de verificação da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos no curto e médio prazo.

2.2 AMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se ao Gestor do Sistema (GS), ao Operador de Mercado (OM), aos agentes de Mercado (AM) e aos titulares de unidades de produção instaladas em Portugal.

2.3 MATÉRIAS A DETALHAR

O procedimento apoia-se em três actividades principais:

- A previsão do consumo.
- O estudo da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Eléctrico Nacional.
- A coordenação do plano de manutenção das unidades de produção localizadas em Portugal.

2.4 PREVISÃO DE CONSUMO

O Gestor do Sistema (GS) realizará um conjunto de previsões de consumo nos diversos horizontes temporais, relativo ao Sistema Eléctrico Nacional. Estas previsões deverão ser disponibilizadas aos Agentes de Mercado (AM) e ao Operador de Mercado (OM).

2.4.1 PREVISÃO MENSAL COM HORIZONTE ANUAL MÓVEL

O GS elaborará e publicará mensalmente, antes do dia 15 de cada mês, uma previsão anual, com discriminação mensal, do consumo de energia referido à emissão, com inicio no mês seguinte ao da data da publicação.

2.4.2 PREVISÃO COM HORIZONTE SEMANAL MÓVEL

A previsão semanal dirá respeito ao consumo diário de energia referido à emissão, com um horizonte de sete dias e uma discriminação horária.

Todos os dias úteis, antes das 12 h, o GS elaborará e publicará uma previsão semanal, relativa aos sete dias seguintes.

2.4.3 PREVISÃO DIÁRIA

A previsão diária dirá respeito ao consumo de energia referido à emissão, com discriminação horária.

Até às 17h, o GS elaborará e publicará uma previsão do consumo diário, incluindo essa previsão o horizonte temporal das vinte e quatro horas do dia ‘d+2’

A previsão diária, será actualizada noventa minutos antes do fecho de cada sessão do mercado diário ou intra-diário, para o horizonte adequado.

2.5 VERIFICAÇÃO DA GARANTIA DO ABASTECIMENTO E SEGURANÇA DA OPERAÇÃO NO CURTO E MÉDIO PRAZOS

2.5.1 INTRODUÇÃO

O GS elaborará mensalmente uma previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Eléctrico Nacional, com um horizonte anual móvel e discriminação mensal.

Para esse efeito, terá em conta as informações recebidas dos agentes, relativas à disponibilidade prevista dos grupos geradores, ao estado das reservas hidroeléctricas e condicionamentos previstos, às existências de combustível em parque e à capacidade de aumento das mesmas e ainda à informação elaborada pelo OM relativa à evolução esperada do funcionamento do mercado eléctrico.

A previsão consistirá num balanço mensal com a distribuição estatística de potências, resultante do agrupamento por decis dos diversos cenários considerados no processo estocástico de hidraulicidade e avaria térmica.

O balanço contabilizará a participação previsível na garantia do abastecimento dos diferentes recursos de geração, agrupados por tipo de combustível - carvão, gás natural, fuel, hídrica, produção em regime especial e intercâmbios de importação e exportação pelas interligações internacionais.

A previsão, acompanhada das hipóteses que serviram para a sua elaboração, será enviada aos AM, ao OM, à ERSE e à DGEG.

2.5.2 ANÁLISE DE SEGURANÇA

O GS verificará mensalmente a garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos do Sistema Eléctrico Nacional com um horizonte anual móvel.

A verificação da segurança compreenderá os seguintes aspectos:

- Verificação de segurança sem restrições de rede.
- Verificação de segurança por zonas, prevendo possíveis problemas de garantia do abastecimento.

O primeiro determinará o risco de falha de abastecimento que poderia decorrer dos próprios meios de produção, tendo em conta a disponibilidade de combustíveis, as reservas hídricas nas albufeiras (incluindo as espanholas com influência na exploração), a disponibilidade dos grupos geradores e a hidraulicidade, com diversos cenários de consumo.

A análise incluirá a evolução das reservas hídricas, tendo em conta os diversos cenários de afluências e definirá, para cada instante, níveis mínimos de energia e potência a disponibilizar globalmente pelas centrais hídricas.

Utilizar-se-ão, como índices de risco, o valor esperado da energia não abastecida e a margem de reserva.

A análise zonal permitirá determinar as necessidades específicas de disponibilidade dos grupos geradores e dos elementos da rede de transporte, de modo a evitar situações de redução da segurança do sistema em determinadas zonas.

O estudo de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos será publicado nos primeiros cinco dias úteis de cada mês.

2.5.3 METODOLOGIA DO ESTUDO

Para a realização dos estudos de previsão da garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos e verificação da segurança, serão empregues os seguintes critérios:

- A utilização dos diversos meios de produção será determinada atendendo ao custo de oportunidade da geração. Para as centrais térmicas, este custo de oportunidade será determinado fundamentalmente pelos preços de substituição dos combustíveis e dos contratos de longo prazo. Para as centrais hídricas, este custo de oportunidade será o da geração térmica substituída.

- As afluências futuras dos aproveitamentos hídricos serão obtidas a partir da evolução histórica conhecida. O estado inicial das albufeiras, será disponibilizado pelos AM no início de cada período, segundo o disposto neste procedimento.
- As existências de combustíveis como carvão, fuel ou gasóleo serão disponibilizadas pelos AM no início de cada período de estudo.
- O plano de manutenção dos geradores será elaborado pelo GS, tendo em conta a informação recebida dos AM.
- A informação relativa ao consumo de combustível dos grupos térmicos será disponibilizada pelos AM.
- A potência máxima dos Produtores em Regime Especial será disponibilizada pelos AM.
- Serão tidas em conta as características técnicas dos contratos bilaterais e trocas acordados com os AM.
- Serão também consideradas as previsões sobre o funcionamento do mercado comunicadas pelo OM.

2.5.4 INFORMAÇÃO NECESSÁRIA

2.5.4.1 CENTRAIS TÉRMICAS DE CARVÃO

Antes do dia 20 de cada mês, as empresas produtoras deverão enviar ao GS a seguinte informação:

- Existências de carvão em ktec, ou em substituição o valor correspondente em GJ.
- Variações previsíveis na disponibilidade dos geradores.

2.5.4.2 CENTRAIS DE FUEL, GÁS NATURAL E GASÓLEO

Antes do dia 20 de cada mês, as empresas produtoras deverão enviar ao GS a seguinte informação:

- Existências de fuel e gasóleo.
- Variações previstas na disponibilidade dos geradores.

2.5.4.3 CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS

As empresas proprietárias de centrais hidroeléctricas deverão transmitir ao GS a seguinte informação:

- Diariamente, valores verificados de:
  - Afluências próprias por albufeira.
  - Cotas das albufeiras.
  - Volumes turbinados e descarregados.
  - Caudais ecológicos.
- Antes do dia 20 de cada mês, previsões de:
  - Condicionamentos de exploração previstos.

- Disponibilidade prevista dos geradores e grupos de bombagem.
- Caudais ecológicos obrigatórios.

2.5.5 NÍVEIS DE SEGURANÇA

2.5.5.1 CENTRAIS TÉRMICAS

As empresas proprietárias de centrais térmicas com capacidade de armazenamento de combustível, manterão em permanência uma reserva mínima de segurança em cada central, nos termos da legislação aplicável e das licenças de produção.

2.5.5.2 ALBUFEIRAS

As empresas proprietárias de centrais hídricas manterão em permanência a reserva de segurança definida pelo estudo de segurança da garantia do abastecimento.

2.6 COORDENAÇÃO DA MANUTENÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

O Gestor do Sistema (GS) deverá dispor permanentemente de informação actualizada, necessária para a elaboração do plano das indisponibilidades das unidades de produção, seja por manutenção anual, seja por outros motivos conhecidos com a antecedência necessária, com as actualizações periódicas num horizonte anual móvel.

2.6.1 INFORMAÇÃO A FORNECER PELOS PRODUTORES

Os trabalhos de manutenção, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afectar a disponibilidade total ou parcial das unidades de produção, deverão ser comunicados com a maior antecedência possível ao GS, para incorporação desta informação nos estudos de garantia de abastecimento dos consumos e segurança da operação no curto e médio prazos, de modo a permitir a obtenção de elementos que fundamentem a sua autorização.

Antes do dia 15 de cada mês, as empresas titulares de unidades de produção incluídas no âmbito da aplicação deste procedimento comunicarão ao GS as suas melhores propostas sobre possíveis alterações dos períodos de indisponibilidade das suas unidades de produção, seja por alteração dos programas de manutenção programada vigentes, ou por avarias, ou qualquer outra causa que implique a apresentação duma nova previsão. O horizonte contemplado será um ano civil móvel.

Os planos de manutenção das unidades de produção, a apresentar ao GS, deverão conter a seguinte informação, considerada como mínima:

- Identificação da central e/ou grupo afectado pela indisponibilidade, e/ou fracção da potência total indisponível.
- Motivo da indisponibilidade e/ou condicionamentos de geração.
- Datas de início e fim (e duração) das indisponibilidades.
- Potência indisponível.
- Indicação sobre a impossibilidade de alteração dos períodos referidos na proposta assumindo-se que o período de paragem será declarado inamovível apenas se tal for imprescindível.
- Outra informação considerada relevante.

O Agente deverá informar o GS sobre os motivos que justifiquem a inamovibilidade da indisponibilidade. Se tal não acontecer ou se a justificação não for considerada aceitável, a indisponibilidade não será considerada inamovível.

2.6.2 INFORMAÇÃO DIFUNDIDA PELO GESTOR DE SISTEMA

No primeiro dia útil de cada mês, o GS, após aceitar ou não as alterações previamente apresentadas, actualizará os planos de indisponibilidades previstos das unidades de produção mencionadas no ponto 2, num horizonte anual, comunicando o referido plano à ERSE e ao OM.

A informação elaborada pelo GS conterá, para além das datas e duração dos trabalhos previstos, uma estatística da potência disponível nas diferentes unidades de produção para o horizonte contemplado e com especificação semanal.

2.6.3 COMPROMISSO DOS PRAZOS ANUNCIADOS

Quaisquer modificações aos trabalhos de manutenção de unidades de produção que impliquem indisponibilidades totais ou parciais e cujo começo esteja previsto nos doze meses seguintes à data de publicação do plano pelo GS, segundo o que se especifica no número anterior, deverão ser comunicadas ao GS, para que este proceda à sua validação (quando for caso disso) e a tenha em conta para efeitos dos estudos de segurança na exploração diária da rede de transporte e na garantia do abastecimento dos consumos, assim como na planificação dos trabalhos dos elementos que compõem a rede de transporte e que possam ser afectados pelas alterações do plano de geração apresentadas. As indisponibilidades previstas para os três meses seguintes à data de publicação do plano pelo GS serão consideradas como firmes, excepto em condições excepcionais e com o acordo de ambas as partes.

Em qualquer caso, as empresas titulares de unidades de produção no âmbito da aplicação deste procedimento deverão comunicar ao GS qualquer modificação que surja no que diz respeito ao plano

vigente em cada instante, qualquer que seja a natureza da modificação, segundo o procedimento anteriormente descrito.

3 PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

3.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é estabelecer o processo de programação diária da exploração a partir dos resultados dos mercados diários e intradiários de produção e consumo, de forma a garantir-se a cobertura do consumo e a segurança do sistema. Refira-se que o horizonte diário deve ser entendido como o período compreendido entre as 23.00 horas do dia d-1 e as 23.00 do dia d.

A programação inclui os seguintes processos sucessivos:

- O programa diário base (PDBC) fornecido pelo Operador de Mercado (OM).
- O programa diário base de funcionamento (PDBF).
- O programa diário viável provisional (PDVP).
- O programa diário viável definitivo (PDVD).
- O programa previsional de reserva (PPR).
- Os programas horários finais resultantes das sessões do mercado intradiário (PHF).
- Os programas horários operativos, estabelecidos em cada hora até ao final do horizonte de programação (PHO).
- O programa horário operativo final (PHOF).

3.2 DEFINIÇÕES

3.2.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE (PDBC)

É o programa com discriminação horária da geração, do consumo diário e do trânsito nas interligações, realizado pelo OM, tendo por base o encontro de ofertas de geração e consumo recebidas dos AM e após a resolução dos congestionamentos na interligação.

3.2.2 PROGRAMA DIÁRIO BASE DE FUNCIONAMENTO (PDBF)

É o programa de geração e consumo diário, com discriminação horária, realizado a partir do PDBC e da informação de execução dos contratos bilaterais físicos comunicada pelos sujeitos titulares.

3.2.3 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL PROVISIONAL (PDVP)

É o programa diário, com discriminação horária, que incorpora as modificações introduzidas no PDBF para resolver as restrições técnicas e para o reequilíbrio posterior entre geração e consumo, bem como o programa previsional de compras a Produtores em Regime Especial.

3.2.4 ASSIGNAÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Processo de selecção das ofertas de regulação secundária, realizado pelo GS no dia d-1 para garantir a disponibilidade de banda de potência de regulação secundária a subir e descer no dia d, necessária por razões de segurança do sistema.

3.2.5 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL DEFINITIVO (PDVD)

É o programa diário, com discriminação horária, com as assignações efectuadas de reserva de regulação secundária.

3.2.6 PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

É o programa diário, com discriminação horária, com as possíveis assignações destinadas a eliminar as diferenças existentes entre o consumo previsto pelo GS e o definido pelo PDVD.

3.2.7 PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHF)

É a programação estabelecida após cada sessão do mercado intradiário, como resultado da agregação de todas as transacções firmes formalizadas para cada período de programa e do encontro de ofertas do mercado intradiário, uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas e efectuado o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.

3.2.8 PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO (PHO)

É o programa operativo que o GS estabelece em cada hora até ao final do horizonte da programação. Inclui o PHF, o PPR e todas as assignações e redespachos aplicados pelo GS até à sua publicação, 15 minutos antes do início de cada hora.

3.2.8-A PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO FINAL (PHOF)

É o programa horário operativo resultante no final do horizonte diário de programação. Inclui o PHF, as mobilizações resultantes do PPR e todas as restantes alterações dos programas associados à

participação das diferentes unidades nos processos de resolução de restrições técnicas e serviços de sistema.

3.2.9 RESTRIÇÃO TÉCNICA

É uma qualquer limitação, derivada da situação da rede de transporte ou do sistema, para que o fornecimento de energia eléctrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade definidas no procedimento "Funcionamento do Sistema". Adicionalmente podem-se produzir restrições devidas a:

- Insuficiente reserva de regulação secundária e terciária.
- Insuficiente reserva de capacidade para o controlo das tensões.
- Insuficiente reserva de capacidade para a reposição do serviço.

Na resolução destes tipos de restrições aplicar-se-ão os mecanismos estabelecidos nos serviços complementares correspondentes.

3.2.10 ÁREAS DE BALANÇO

É um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligados numa área de rede nos quais se agregam os desvios de produção, que deverão coincidir ou agregar as Unidades de Oferta no mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondem a centros electroprodutores localizados em Portugal. As áreas de balanço da Rede Nacional de Transporte (RNT) e as Unidades de Oferta no mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondem a centros electroprodutores localizados em Portugal são as seguintes:

Área de Balanço	Unidade de Oferta
Douro Internacional	Bacia hidrográfica do Douro Internacional, constituída pelas centrais de Miranda, Picote, Bemposta, Pocinho, Tabuaço e Varosa
Douro Nacional	Bacia hidrográfica do Douro Nacional, constituída pelas centrais de Valeira, Régua, Carrapatelo, Crestuma e Torrão
Douro Nacional (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Douro Nacional (Bombagem), constituída pela central de Torrão
Cávado	Bacia hidrográfica do Cávado, constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Venda Nova, Frades, Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas e Caniçada
Cávado (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Cávado (Bombagem), constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Frades e Vilarinho das Furnas
Lima	Bacia hidrográfica do Lima, constituída pelas centrais de Alto Lindoso, Touvedo e Lindoso

Mondego	Bacia hidrográfica do Mondego, constituída pelas centrais de Caldeirão, Aguieira, Raiva, Sabugueiro1, Desterro, Ponte de Jugais e Vila Cova
Mondego (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Mondego (Bombagem), constituída pela central de Aguieira
Tejo e Zêzere	Bacia hidrográfica do Tejo e Zêzere, constituída pelas centrais de Santa Luzia, Cabril, Bouçã, Castelo do Bode, Pracana, Fratel e Belver
Guadiana	Bacia hidrográfica do Guadiana, constituída pela central de Alqueva
Guadiana (Bombagem)	Bacia hidrográfica do Guadiana (Bombagem), constituída pela central de Alqueva
Central Térmica do Barreiro	Central Termoeléctrica do Barreiro – Grupo 1
	Central Termoeléctrica do Barreiro – Grupo 2
Central Térmica do Carregado	Central Termoeléctrica do Carregado – Grupo 1
	Central Termoeléctrica do Carregado – Grupo 2
	Central Termoeléctrica do Carregado – Grupo 3
	Central Termoeléctrica do Carregado – Grupo 4
	Central Termoeléctrica do Carregado – Grupo 5
	Central Termoeléctrica do Carregado – Grupo 6
Central Térmica do Pego	Central Termoeléctrica do Pego – Grupo 1
	Central Termoeléctrica do Pego – Grupo 2
Central Térmica do Ribatejo (220 kV)	Central Termoeléctrica do Ribatejo – Grupo 1
Central Térmica do Ribatejo (400 kV)	Central Termoeléctrica do Ribatejo – Grupo 2
	Central Termoeléctrica do Ribatejo – Grupo 3
Central Térmica de Setúbal	Central Termoeléctrica de Setúbal – Grupo 1
	Central Termoeléctrica de Setúbal – Grupo 2
	Central Termoeléctrica de Setúbal – Grupo 3
	Central Termoeléctrica de Setúbal – Grupo 4
Central Térmica de Sines (150 kV)	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 1
Central Térmica de Sines (400 kV)	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 2
	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 3
	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 4
Central Térmica de Tunes (150 kV)	Central Termoeléctrica de Tunes – Grupo 3
Central Térmica de Tunes (60 kV)	Central Termoeléctrica de Tunes – Grupo 4
Central Térmica Turbogás	Central Termoeléctrica da Turbogás - Grupo 1
	Central Termoeléctrica da Turbogás - Grupo 2
	Central Termoeléctrica da Turbogás - Grupo 3

Qualquer alteração nas Áreas de Balanço e, consequentemente, nas Unidades de Oferta do mercado diário e intradiário do MIBEL que correspondam a centros electroprodutores localizados em Portugal, carece de aprovação prévia da ERSE, ouvida a entidade concessionária da RNT.

3.2.11 DESVIOS GERAÇÃO E CONSUMO

São os desvios originados pelas modificações do programa de geração por indisponibilidade total ou parcial de um ou de vários geradores, variações no consumo real do sistema e/ou nas entregas da produção em regime especial em relação à sua programação ou à previsão de entregas comunicadas, e/ou pela existência de diferenças importantes entre o consumo total e o consumo considerado pelo agentes nas diferentes sessões de mercado e contratos bilaterais físicos estabelecidos.

3.3 PROGRAMAÇÃO PRÉVIA

3.3.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE DE FUNCIONAMENTO (PDBF)

O GS receberá do OM, antes das 09.30 horas de cada dia, o programa diário base (PDBC) correspondente ao dia seguinte e a ordem de mérito das ofertas de venda e aquisição de energia apresentadas no mercado.

Às 10:15, após ter recebido a comunicação dos contratos bilaterais físicos o GS estabelece e publica o PDBF, correspondente à programação do dia seguinte e considerará aberto o período de recepção de ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas, período que encerrará às 11.00, ou 30 minutos após a sua abertura, naqueles casos em que a abertura deste período de recepção de ofertas se realize após as 10.15.

Antes das 11.00, ou em caso de atraso na publicação do PDBF no prazo máximo de 1 hora desde a sua publicação, o GS receberá a repartição física assignada às diferentes unidades de produção que integram cada unidade de oferta de venda de energia, incluindo as unidades de ofertas correspondentes à produção em regime especial participante no mercado, e cada um dos grupos de bombagem que integrem cada unidade de aquisição de energia associada ao consumo de bombagem, com o objectivo de se poder analisar o nível de segurança do sistema ao longo do horizonte de programação e detectar as possíveis restrições que possam surgir da aplicação do PDBF.

Antes das 11.00 de cada dia, o GS receberá, com discriminação horária, uma desagregação das entregas de energia de produção de regime especial não participante no mercado, conforme a informação facultada pelo comercializador de último recurso, diferenciando as entregas de energia directamente associadas à produção eólica das não eólicas (cogeração e outras).

Nos períodos de maior consumo, para os quais o GS o solicite, os titulares das unidades de produção hidráulicas deverão enviar diariamente ao GS, antes das 11.00 horas, ou em caso de atraso na publicação do PDBF no prazo máximo de 1 hora desde a sua publicação, a informação correspondente às potências hidráulicas máximas que possam ser fornecidas, no caso de serem requeridas por razões

de segurança do sistema, durante um tempo máximo de 4 e 12 horas, respectivamente, de forma adicional à potência correspondente à energia incorporada no PDBF.

3.3.2 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL PROVISIONAL (PDVP)

O GS, tendo em conta o consumo previsto no sistema e as indisponibilidades previstas na rede e unidades de produção, realizará análises de segurança para detectar as possíveis restrições técnicas e suas possíveis soluções, seleccionando aquelas que implicam um menor sobrecusto para o sistema. O GS introduzirá as alterações na programação que sejam necessárias para a resolução das restrições detectadas e estabelecerá as limitações de segurança que sejam necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas nos processos e mercados posteriores, de acordo com o estabelecido no procedimento “Solução de Restrições Técnicas”.

Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas, o GS realizará as modificações adicionais necessárias, para obter um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando as limitações de programa estabelecidas por razões de segurança.

O programa PDVP resultante deste processo será publicado pelo GS até às 13.00, ou passadas duas horas desde a publicação do PDBF, quando a publicação deste se processar após as 11.00.

3.3.3 REQUISITOS DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

O GS estabelecerá diariamente os requisitos de reserva de regulação secundária para cada um dos períodos horários de programação do dia seguinte, de acordo com o estabelecido no ponto 9.4.

Estes requisitos de reserva de regulação secundária necessária para cada período de programação do dia seguinte, serão comunicados pelo GS a todos os agentes de mercado, antes das 13.00 horas de cada dia.

3.3.4 ASSIGNAÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Uma vez comunicados os requisitos de reserva de regulação secundária, o GS abrirá o processo de recepção de ofertas para a prestação do serviço complementar de regulação secundária, processo que encerrará às 14.30 horas, salvo outra indicação do GS com o prévio acordo de todos os agentes de mercado habilitados para a prestação deste serviço.

Com as ofertas de reserva de regulação secundária recebidas, o GS assignará a prestação do serviço complementar de regulação secundária com os critérios de mínimo custo, seguindo o processo descrito no procedimento de operação no qual se estabelece a prestação do serviço complementar de regulação secundária.

Até às 15.00 horas, o GS comunicará aos agentes a assignação da reserva de regulação secundária para todos e cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

3.3.5 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL DEFINITIVO (PDVD)

Até às 15.00 horas o GS publicará o programa resultante (PVD) abrindo-se o prazo de envio de ofertas dos AM para a primeira sessão do Mercado Intradiário (MI).

3.3.6 PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

O GS publicará uma previsão do consumo de energia horária até 90 minutos antes do fecho do mercado diário, que abrangerá as 24 horas do dia seguinte. Após o estabelecimento do PDBF, o GS simula a mobilização/desmobilização da geração, tendo como objectivo anular as diferenças entre o consumo contratualizado e o previsto, criando dessa forma um PPR. No caso das referidas diferenças não serem anuladas atempadamente pelos mercados intradiários posteriores, este programa incorporar-se-á no PHO.

3.4 MERCADO INTRADIÁRIO (MI)

Ao longo do horizonte da programação, o GS receberá o programa resultante do encontro das ofertas de venda e aquisição de energia formalizadas em cada uma das sucessivas sessões do MI.

O GS, tendo em conta os programas resultantes das diversas sessões do MI, realizará análises de segurança para identificar possíveis restrições técnicas e, quando for o caso, resolverá as referidas restrições eliminando do processo de encontro de ofertas aquelas que dêem lugar a essas restrições, assim como de outras ofertas para o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.

Após a incorporação, quando for o caso, das modificações, o GS procederá à publicação do PHF com uma antecipação mínima de 15 minutos em relação ao horizonte de aplicação da correspondente sessão do MI de acordo com o estabelecido no procedimento “Informação trocada pelo GS”.

Naqueles casos em que, por atraso ou outro condicionante operativo, não seja possível a publicação do correspondente PHF antes do início do horizonte de aplicação duma sessão do MI, o GS procederá à suspensão da aplicação do PHF na dita hora, comunicando este facto aos AM e ao OM, para os devidos efeitos.

3.5 PROGRAMAÇÃO EM TEMPO REAL

3.5.1 PROGRAMAS HORÁRIOS OPERATIVOS (PHO)

Os PHO são os programas horários que resultam da agregação de todas as assignações firmes efectuadas até ao momento da sua publicação.

3.5.2 ACTUAÇÕES IMEDIATAS PERANTE DESEQUILÍBRIOS EM TEMPO REAL

No momento em que apareça uma incidência com desequilíbrio entre a geração e o consumo produzir-se-á, duma forma automática, a actuação imediata da regulação primária e secundária para corrigir esse desequilíbrio, com a consequente perda de reserva de regulação.

Quando a reserva secundária se encontrar abaixo dum valor mínimo de segurança, o GS requererá a utilização de reserva terciária para regenerar a reserva secundária, utilizando para tal o estabelecido no procedimento para o serviço complementar de regulação terciária.

3.5.3 MODIFICAÇÕES DOS PHO

A modificação dum PHO em relação ao anterior pode ser motivada por:

- Troca de produções dentro da mesma área de balanço, por instrução do GS.
- Troca de produções entre áreas de balanço autorizadas pelo GS.
- Indisponibilidades fortuitas das unidades de produção no período que medeia entre a publicação de dois PHO consecutivos.
- Previsões da evolução do consumo até à sessão seguinte do MI, comunicadas pelos agentes ou realizadas pelo GS, que diferem do consumo total encontrado na sessão anterior do MI.
- Solução de situações de alerta por restrições em tempo real.
- Comunicação da empresa proprietária da impossibilidade técnica de cumprir o programa.

3.5.4 GESTÃO DE DESVIOS ENTRE SESSÕES DO MI E SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES DETECTADAS EM TEMPO REAL

Os desvios que apareçam por indisponibilidades de equipamentos de geração ou por modificações na previsão do consumo resolver-se-ão conforme o disposto em 5.

Igualmente, a modificação da programação para a solução das restrições efectuar-se-á conforme o disposto no ponto 0.

3.6 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA À PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente à programação da exploração, o GS divulgará a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

- na sua página pública na Internet, informação relativa à programação da exploração do dia d (a publicar em d+1).
- apenas aos Agentes de Mercado, os Programas Horários Operativos (PHO) completos, a divulgar 15 minutos antes do inicio do período de programação a que dizem respeito, e o Programa Horário Operativo Final (PHOF) completo relativo ao dia d, a divulgar em d+1.

4 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

4.1 OBJECTIVO

O objectivo deste capítulo é o de estabelecer o processo para a solução das restrições técnicas na Rede Nacional de Transporte (RNT) correspondentes aos programas resultantes dos mercados de produção, assim como as que possam surgir em tempo real.

4.2 DEFINIÇÕES

As definições dos diferentes programas referidos neste capítulo encontram-se descritas em 3.2.

4.3 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PROGRAMA DIÁRIO BASE

4.3.1 DESAGREGAÇÃO DOS PROGRAMAS ESTABELECIDOS NO PDBF E COMUNICAÇÃO AO GS DE OUTRAS INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS PARA AS ANÁLISES DE SEGURANÇA

Antes das 11.00 de cada dia, ou 1 hora após a publicação do PDBF, quando a publicação deste se realiza após as 11.00, o GS deverá dispor da seguinte informação:

a) Informação correspondente à desagregação dos programas de venda e aquisição de energia incorporados no PDBF.

   - O GS deverá receber dos agentes de mercado a informação relativa à energia do programa PDBF assignada a cada uma das unidades físicas de produção e de consumo que integram cada unidade de venda e aquisição de energia.

     Esta desagregação de programas incluirá, no caso das unidades de venda, todas aquelas unidades compostas por mais do que uma unidade física e que correspondam a:

   - Unidades de venda correspondentes a uma central térmica composta por várias unidades físicas.
   - Unidades de venda correspondentes a uma central hídrica.
   - Unidades de venda de energia correspondentes a centrais reversíveis de bombagem.
   - Unidades de venda de energia de produção em regime especial participantes no mercado através de agente titular ou de agente vendedor.

- Unidades de venda de energia de comercializadores que integram o mercado de produção nacional de regime especial ou de regime ordinário.

b) Informação correspondente à desagregação das previsões de entrega de energia procedente da produção em regime especial incorporadas no PDBF.

   - O GS deverá receber do comercializador de último recurso e demais receptores da referida energia, a informação, com detalhe horário, referente à desagregação da previsão das entregas de produção em regime especial não participante no mercado incorporadas no PDBF, diferenciando as entregas de energia directamente associadas à produção eólica daquelas entregas associadas a produção não eólica (cogeração e outras), para que sejam consideradas nas análises de segurança do sistema.

c) Informação relativa às potências máximas hidráulicas que poderão ser mantidas durante 4 e 12 horas.

   - Nos períodos de maior consumo de energia eléctrica, para os quais o GS o solicite, os agentes titulares de centrais hídricas deverão facultar ao GS, para sua consideração nas análises de segurança do sistema, a informação referente aos máximos valores de potência, expressos em MW, que podem ser fornecidos pela correspondente unidade de gestão hidráulica, de forma adicional à potência incorporada no PDBF para a dita unidade, e que podem ser mantidos durante um tempo máximo de 4 e 12 horas.

4.3.2 OFERTAS PARA O PROCESSO DE RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS

4.3.2.1 PERÍODO PARA A RECEPÇÃO DE OFERTAS

Após a publicação do PDBF, o GS considerará aberto o período para a recepção de ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas, período que encerrará às 11.00, ou 30 minutos após a sua abertura, naqueles casos em que a abertura do período de recepção de ofertas seja posterior às 10.15.

4.3.2.2 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS

Poderão apresentar ofertas os agentes titulares de unidades de venda de energia correspondentes à produção em regime ordinário e à produção em regime especial e os agentes titulares de unidades de aquisição de energia para consumo de bombagem, associadas tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais com entrega física sendo que, no caso dos agentes de unidades de venda associados a contratos bilaterais físicos, a sua apresentação é obrigatória, caso contrário os seus programas serão anulados por incumprimento dessa obrigação.

4.3.2.3 CARACTERÍSTICAS DAS OFERTAS

Em cada oferta especificar-se-á a seguinte informação:

- Tipo de oferta (produção ou consumo de bombagem).
- Para cada período horário de programação e tendo em conta a energia programada no PDBF, indicar-se-á:

- Energia para subir:
  - Número de blocos: Blocos divisíveis de preços crescentes de 1 a 10 (número máximo de blocos).
  - Energia (MWh).
  - Preço da energia oferecida.
- Energia para descer:
  - Número de blocos: Blocos divisíveis de preços decrescentes de 1 a 10 (número máximo de blocos).
  - Energia (MWh).
  - Preço da energia oferecida.

O processo de resolução das restrições técnicas do programa diário base de funcionamento (PDBF), consta de duas fases diferenciadas:

- Fase 1: Modificação do programa PDBF por critérios de segurança.
- Fase 2: Reequilíbrio entre geração e consumo.

4.3.2.4 MODIFICAÇÃO DO PROGRAMA PDBF POR CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

O objectivo desta fase é a determinação das restrições técnicas que possam afectar a execução do PDBF, identificando aquelas modificações de programa que sejam necessárias para a resolução das restrições técnicas detectadas e estabelecendo as limitações de segurança necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados.

Nesta fase da programação da exploração, o Gestor de Sistema poderá solicitar a entrada de grupos do SEN com o intuito de testar a sua disponibilidade.

4.3.2.5 IDENTIFICAÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

As análises de segurança para a identificação das restrições técnicas terão em conta o consumo previsto pelo GS, a produção e os programas estabelecidos nas interligações incluídos no PDBF e a eventual mobilização de reserva para efectuar o equilíbrio entre o consumo previsto e o contratado.

Consideram-se as instalações da Rede Nacional de Transporte (RNT) de acordo com a situação prevista para o dia seguinte, tendo em conta as indisponibilidades autorizadas e as indisponibilidades por avarias existentes. Serão também consideradas as indisponibilidades previstas para as unidades de produção.

Sobre os cenários anteriores, o GS efectuará as análises de segurança necessárias para todo o horizonte da programação e identificará as restrições técnicas que afectem o PDBF, de acordo com os critérios de segurança, qualidade e fiabilidade que constam no ponto 1.

4.3.2.6 RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES E VALORIZAÇÃO

Para resolver as restrições técnicas, o GS definirá esquemas especiais de exploração, através da introdução de alterações topológicas na RNT. Caso a solução das restrições não seja viável através da reconfiguração da rede, o GS estabelecerá incrementos ou reduções da energia programada no PDBF.

Uma vez identificadas as restrições técnicas, o GS estudará para cada conjunto de períodos horários consecutivos com restrições técnicas, as possíveis soluções que tecnicamente as resolvam com uma margem de segurança adequada.

Para o efeito, utilizar-se-ão os seguintes meios:

- Incremento da energia programada no PDBF.

Mobilização das unidades de venda associadas a instalações de produção, mediante a utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas e não encontradas no mercado diário:

- Redução de energia programada no PDBF.

Mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário:

a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.

b) Unidade de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

No caso em que não se disponha de outros meios no sistema eléctrico nacional, ou exista o risco para o fornecimento de energia, a redução de energia programada no PDBF poder-se-á estender a:

c) Unidades de aquisição de energia correspondentes a exportações de energia através das interligações.

No caso de existir mais do que uma solução tecnicamente válida, o GS efectuará uma avaliação económica das diferentes soluções e elegerá aquela que represente um menor sobrecusto e, no caso de igualdade de sobrecusto para várias soluções, o GS seleccionará aquela que represente um menor movimento de energia.

Para a determinação do custo total de cada solução, ter-se-á em conta, tanto a modificação requerida do PDBF para a solução das restrições técnicas, como as modificações da produção necessárias para anular em cada hora as alterações introduzidas nas assignações efectuadas pela própria solução de restrições, quando essas alterações requeiram um aumento de produção para estabelecer um novo equilíbrio entre a geração e o consumo no programa viável provisional (PDVP).

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que sejam necessários introduzir, serão valorizados tendo como base o valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as ofertas apresentadas que não foram encontradas no mercado diário.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado à maior receita diária resultante da consideração dos seguintes pressupostos:

a) Oferta simples: Considera-se o valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as ofertas simples efectuadas no mercado diário que não foram casadas.

b) Oferta complexa: Considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado com o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa) pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVP.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a solução de restrições técnicas, serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, até um limite de 0,15 vezes do preço de encontro.

4.3.2.7 IMPLEMENTAÇÃO DA RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES

Para o estabelecimento dos redespachos de energia necessários para a solução de restrições técnicas, respeitar-se-ão os valores correspondentes às potências mínimas e máximos técnicos dos grupos geradores, às potências nominais das unidades de consumo de bombagem e ter-se-ão em consideração

possíveis limitações transitórias desses valores de potência que tenham sido comunicados ao GS, não se considerando outras limitações distintas próprias de cada unidade de produção, tais como rampas máximas de subida e descida de carga de grupos térmicos, entre outras, que devem ser geridas, quando necessário, nos mercados intradiários subsequentes pelos agentes titulares das unidades de ofertas de geração correspondentes a esses grupos.

O GS ao aplicar redespachos de energia a subir sobre unidades de venda correspondentes a centrais reversíveis de bombagem, terá em conta a capacidade da albufeira a montante da dita central, tanto em termos de exequibilidade do programa total de venda de energia que poderá ser requerido para a resolução das restrições técnicas do PDBF, como em termos da exequibilidade do programa de consumo de bombagem necessário para poder corresponder ao dito programa de venda de energia resultante da resolução de restrições técnicas. Este programa de consumo de bombagem deverá ser estabelecido de forma directa pelo agente titular da unidade, mediante a sua participação no mercado intradiário.

Uma vez seleccionada entre o conjunto de soluções tecnicamente válidas aquela que representa um menor custo global, o GS assignará as modificações da produção correspondentes à solução adoptada indicando, para cada unidade de oferta, a etiqueta correspondente:

- UDO (Unidade de Despacho Obrigatório)
  - Unidade de Oferta de venda em que se requer a entrada em serviço ou o aumento de produção de um ou vários grupos geradores que a integram.
  - Unidade de Oferta de bombagem para a qual se requer uma redução do programa de aquisição previsto no PDBF.
- UDL (Unidade de Despacho Limitado): Unidade de oferta em que um ou vários dos grupos que a integram têm de reduzir a sua produção
- UDR (Unidade de Descida Restringida)
  - Unidade de Oferta em que, por razões de segurança, um ou vários dos grupos que a integram devem manter uma certa produção mínima.
  - Unidade de aquisição de energia, programada ou não no PDBF, correspondente a um consumo de bombagem cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode superar um determinado valor.
- USR (Unidade de Subida Restringida)
  - Unidade de Oferta em que, por razões de segurança, um ou vários dos grupos que a integram não podem admitir produções superiores a um máximo estabelecido.
  - Unidade de aquisição de energia, programada no PDBF, correspondente a um consumo de bombagem cujo programa, por razões de segurança do sistema, não pode ser inferior a um determinado valor.

Em todos os casos em que esteja associada à solução de restrições a entrada em serviço, aumento ou redução de produção de unidades físicas concretas e não seja suficiente uma modificação global da unidade de oferta correspondente, o GS definirá estes requisitos de forma detalhada, incorporando esta informação complementar no PDVP.

A assignação das etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR colocará restrições aos posteriores redespachos que possam afectar as correspondentes Unidade de Ofertas. Assim, a etiqueta UDO só permitirá redespachos a subir e a etiqueta UDL apenas permitirá redespachos para descer. As etiquetas UDR e USR apenas permitirão redespachos que respeitem os limites de potência máxima a baixar e a subir, respectivamente, por eles estabelecidos. Estas restrições nos redespachos poderão desaparecer no caso em que o GS elimine a presença das etiquetas na área de balanço, perante modificações no sistema de geração – transporte que tenham feito desaparecer as condições que imponham a restrição.

Quando as etiquetas UDO, UDL, UDR ou USR estejam associadas a unidades físicas concretas e não a unidades de oferta, as restrições em posteriores redespachos deverão estar associadas também a estas unidades físicas e não às unidades de ofertas.

4.3.2.8 REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO

Uma vez resolvidas as restrições técnicas identificadas no PDBF, o GS procederá à realização das modificações necessárias para obter um programa equilibrado entre a geração e o consumo, respeitando as limitações estabelecidas por razões de segurança do sistema, na primeira fase do processo de resolução de restrições técnicas.

Para o efeito utilizará os seguintes meios:

- Incremento da energia programada no PDBF

Mobilizando unidades de venda associadas a instalações de produção, mediante a utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não encontradas no mercado diário.

- Redução de energia programada no PDBF

Mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário:

a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.

b) Unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao PDBF que sejam necessários introduzir, serão valorizados tendo como base o valor mínimo entre as ofertas de energia

apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e que não foram encontradas no mercado diário.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado à maior receita diária resultante da consideração dos seguintes pressupostos:

a) Oferta simples: Considera-se o valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as ofertas simples apresentadas no mercado diário que não foram casadas.

b) Oferta complexa: Considera-se o preço da produção oferecida (termo variável da oferta complexa), majorado com o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa) pela energia total que produzirá, de acordo com o PDVP.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a solução de restrições técnicas, serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, até um limite de 0,15 vezes do preço de encontro.

4.3.3 INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE PRODUÇÃO COM INFLUÊNCIA NA SEGURANÇA, COMUNICADAS DEPOIS DE PUBLICADO O PDBF

No caso duma indisponibilidade parcial ou total, para o dia objecto da programação, duma unidade de produção programada e limitada para a resolução de restrições do PDBF, antes das 12:00, o GS tratará de reajustar o programa previsto para a resolução das restrições do PDBF, de acordo com a última informação disponível em relação às indisponibilidades de geração.

Se a informação é recebida após as 12:00, o GS procederá à publicação do PDVP sem considerar a referida indisponibilidade de geração, abordando a resolução da restrição técnica após a publicação do PDVP.

Uma vez declarada a indisponibilidade duma unidade de produção e tendo ela sido considerada no processo de resolução de restrições técnicas do PDBF, sem que tenham sido aplicadas sobre a dita unidade limitações de programa por razões de segurança, o agente titular da unidade poderá recorrer ao mercado intradiário para recomprar o programa previsto no PDVP e que não pôde produzir.

No caso do GS ter mantido as limitações de segurança, para evitar atrasos na publicação do PDVP, o GS, imediatamente após a publicação do PDVP, introduzirá anotações de desvio por indisponibilidade sobre o programa da referida unidade, de acordo com os registos de indisponibilidade enviados pelo

agente titular, mantendo-se assim sem modificação as limitações por segurança aplicadas sobre essa unidade.

No caso de ocorrer uma antecipação da disponibilidade da unidade em relação à previsão inicial, o GS procederá à eliminação da anotação de desvio por indisponibilidade declarada, mantendo a unidade o estabelecido no PDVP para a resolução das restrições técnicas do PDBF e as limitações de segurança associadas à referida programação.

No caso da antecipação de disponibilidade se produzir após a unidade de produção ter anulado o programa afectado mediante a participação no mercado intradiário, a referida unidade de produção apenas poderá participar na programação mediante a apresentação de ofertas no mercado intradiário.

4.3.4 INFORMAÇÃO AO OM E AOS AGENTES DE MERCADO

Como resultado do processo de resolução de restrições técnicas do PDBF, o GS porá à disposição do OM e dos AM, nos prazos estabelecidos neste manual, as seguintes informações:

- Informação que o GS colocará à disposição do OM.
  - O programa diário viável provisional (PDVP), resultante do processo de resolução de restrições técnicas do PDBF.
  - As limitações por segurança aplicadas sobre os programas das unidades de venda e de aquisição, para evitar que em processos e mercados posteriores se gerem novas restrições.
- Informação que o GS colocará à disposição dos AM.
  - As informações colocadas à disposição do OM.
  - Os redespachos aplicados sobre os programas das unidades de venda e de aquisição de energia, para resolver restrições técnicas identificadas no PBF, associados tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais.
  - Os redespachos aplicados sobre as unidades de venda e aquisição de energia para o reequilíbrio entre geração e consumo, associados tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais.

O GS colocará à disposição do OM e dos AM qualquer actualização dos ficheiros resultante do processo de resolução de restrições técnicas.

4.4 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO MERCADO INTRADIÁRIO

O GS publicará diariamente, conjuntamente com o PDVP, as limitações às ofertas que se devem impor nas unidades de oferta, áreas de balanço, unidades de produção e/ou nas unidades de consumo de

bombagem, para não modificar as condições previstas na segurança do sistema. Ao longo do dia, o GS poderá modificar as mesmas, ou incorporar novas restrições, de acordo com a situação real do sistema em cada momento.

Uma vez publicadas as assignações efectuadas numa sessão do MI e recebidas as repartições físicas das diferentes unidades que integram cada unidade de produção e de bombagem, o GS efectuará uma análise de segurança da programação resultante para detectar as restrições técnicas que possam existir.

No caso de identificar alguma restrição que impeça que o programa horário final que resultaria da aplicação do encontro de ofertas do MI se realize mantendo os critérios de qualidade, segurança e fiabilidade que foram aplicados, o GS resolverá essa restrição seleccionando a eliminação dum conjunto de ofertas que resolvam as restrições, tendo por base a precedência económica do MI comunicada pelo OM. O GS não considerará nenhuma condição complexa das ofertas no processo de resolução de restrições técnicas.

O equilíbrio entre geração e consumo será restabelecido mediante a retirada pelo GS das ofertas apresentadas nessa sessão do mercado intradiário, tendo como base a ordem de precedência económica das ofertas assignadas.

O PHF será posteriormente comunicado aos AM e ao OM.

4.5 SOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS NO PEDIDO DE MUDANÇA DE GERAÇÃO ENTRE ÁREAS DE BALANÇO

Sempre que surja uma solicitação, por parte dum AM, para proceder à troca da geração programada numa determinada área de balanço, para outra área de balanço e que, em consequência dessa mudança, surjam restrições técnicas, as trocas de produção serão inviabilizadas pelo GS.

4.6 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS EM TEMPO REAL

O GS analisará duma forma permanente, ao longo de todo o horizonte de programação, o estado de segurança do sistema e detectará as restrições existentes em cada período horário. Para a resolução de uma situação de alerta que exija a modificação dos programas de geração de uma ou várias unidades, o GS adoptará a solução que represente o menor custo.

Para o efeito utilizará os seguintes meios:

- Incremento da energia programada.

Mobilização das unidades de venda associadas a instalações de produção, mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação.

- Redução de energia programada.

Mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação:

a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.

b) Unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

As entradas em serviço de grupos e os incrementos de produção em relação ao programado que sejam necessários introduzir, serão valorizados ao preço da oferta de reserva de regulação efectuada.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico para a solução das restrições técnicas, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado ao preço da respectiva oferta de reserva mais o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa do mercado diário) pela energia total que produzirá.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a solução de restrições técnicas, serão valorizadas pelas respectivas ofertas de reserva para baixar.

As ofertas utilizadas nestas circunstâncias não serão usadas para a definição do preço de valorização da energia de regulação usada.

O GS comunicará aos AM afectados a programação realizada para resolver as restrições, que se considerará como firme.

4.7 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE RESOLUÇÃO

No caso em que, por razões de emergência, ou por falta de ofertas válidas suficientes ou por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou outra causa justificada, não seja possível resolver as restrições mediante os mecanismos previstos neste procedimento, o GS poderá adoptar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas actuações à posteriori perante os agentes afectados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas que sejam de aplicação em cada caso.

4.8 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA AO MERCADO DE RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS INTERNAS

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Resolução de Restrições Técnicas Internas, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

4.8.1 PROGRAMA DIÁRIO BASE

RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

- Listagem das restrições técnicas identificadas e dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Custo da resolução de restrições técnicas, em cada hora do dia d (a publicar na semana s+1).
- Ofertas para resolução de restrições técnicas internas no PDBF, referentes ao mês m (a publicar no início do mês m+3).

REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO

- Listagem dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Custo do reequilíbrio, em cada hora do dia d (a publicar na semana s+1).

4.8.2 MERCADO INTRADIÁRIO

RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

- Listagem das restrições técnicas identificadas e dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, por sessão do MI, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- REEQUILÍBRIO ENTRE GERAÇÃO E CONSUMO
- Listagem dos redespachos de energia aplicados, por unidade de programação, por sessão do MI, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).

4.8.3 TEMPO REAL

RESOLUÇÃO DAS RESTRIÇÕES TÉCNICAS

- Listagem dos redespachos de energia aplicados, por área de balanço, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Custo da resolução de restrições técnicas, em cada hora do dia d (a publicar na semana s+1).

5 RESOLUÇÃO DE DESVIOS

5.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é estabelecer o processo de resolução dos desvios entre a geração e o consumo.

5.2 PROCEDIMENTO DE RESOLUÇÃO

5.2.1 DEFINIÇÃO DO PROGRAMA PREVISIONAL DE RESERVA (PPR)

O GS elaborará e publicará uma previsão do consumo de energia horária até às 16.00 de cada dia, que abrangerá o período compreendido entre as 23 horas do dia d+1 e as 23 horas do dia d+2. Cerca de 90 minutos antes do fecho do mercado diário, o GS actualizará a previsão do consumo de energia horária publicada, para o período que abrangerá as 24 horas do período compreendido entre as 23 horas desse dia e as 23 horas do dia seguinte.

Após o estabelecimento do PDBF, o GS elaborará uma curva de ofertas para o incremento e outra para a redução de geração, tendo por base:

- Incremento da energia programada

A mobilização das unidades de venda associadas a instalações de produção através da utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não encontradas no mercado diário.

- Redução de energia programada

A utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário:

a) Unidades de venda associadas a instalações de produção.

b) Unidades de aquisição de energia para o consumo de bombagem.

Após a elaboração das referidas curvas de ofertas, o GS estabelece um PPR, sempre que a produção prevista no PDBF seja diferente do consumo previsto pelo GS. Este programa será constituído pela mobilização/desmobilização da geração capaz de equilibrar a produção com o referido consumo.

O PPR anteriormente definido poderá sofrer alterações, sempre que:

- O GS altere a sua previsão de consumo, incluindo alterações à produção em regime eólico inicialmente prevista.

- Os produtores comuniquem ao GS indisponibilidades que surjam nos seus grupos geradores ou alterações impostas, devidamente justificadas, no programa.
- Exista um novo PHF na sequência duma sessão do mercado intradiário.

Às 22:00, após o encerramento da recepção de ofertas de reserva, o GS modifica as unidades afectas ao PPR, de acordo com as referidas ofertas.

5.2.2 DEFINIÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO (PHO)

O PHO é o programa operativo por área de balanço, que o GS estabelece entre intradiários, consequência da adição do PPR e do PHF vigente e cujo horizonte de programação se limita ao período coberto pelo mercado intradiário mais próximo. Assim:

- Às 22:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 23:00 desse dia e as 04.00 do dia seguinte.
- Às 03:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 04:00 e as 07:00.
- Às 06:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 07:00 e as 11:00.
- Às 10:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 11:00 e as 15:00.
- Às 14:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 15:00 e 20:00.
- Às 19:45 o GS estabelece e comunica aos produtores o PHO, para o período compreendido entre as 20:00 e as 23:00.

As energias do PPR mobilizadas serão valorizadas ao preço marginal das ofertas de reserva de regulação assignadas em cada período de programação, distinguindo-se a reserva a subir e a baixar, sendo o preço marginal estabelecido de acordo com o descrito no ponto 9.5.7.

O custo do programa de produção de um grupo gerador térmico, no caso de estar associado o acoplamento do referido grupo, será valorizado ao preço reserva de regulação mais o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque (termo fixo da oferta complexa do mercado diário) pela energia total que produzirá.

5.2.3 ALTERAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO OPERATIVO (PHO)

O PHO poderá ser modificado em cada hora, até ao final do período de programação, sendo publicada uma nova versão até 15 minutos antes da mudança da hora. As razões pelas quais poderá haver lugar a alterações são:

- Troca de produções dentro da mesma área de balanço, por instrução do GS.
- Troca de produções entre áreas de balanço, solicitadas pelos produtores e autorizadas pelo GS, devidas nomeadamente a variações nos caudais afluentes.

- Indisponibilidades fortuitas das unidades de produção no período que medeia entre a publicação de dois PHO consecutivos.
- Alterações das previsões da evolução do consumo realizadas pelo GS ou resultantes de comunicações dos agentes.
- Solução de situações de alerta por restrições em tempo real.
- Comunicação da empresa proprietária da impossibilidade técnica de cumprir o programa.

Refira-se que, para que o PHO permaneça actualizado, os produtores deverão comunicar ao GS, tão rapidamente quanto possível, todas as indisponibilidades ou modificações de programa, devidamente justificadas, que surjam nos seus geradores, explicitando a sua previsível duração. Os agentes compradores de energia deverão comunicar ao GS, tão prontamente quanto seja possível, todas as variações que prevejam no seu consumo em relação ao contratado.

As trocas de produção entre áreas de balanço terão de ser solicitadas pelos produtores até ao final de cada hora, entrando em vigor, se forem tecnicamente válidas, na hora h+2 até à hora final definida pelo agente (por exemplo um produtor que queira trocar a programação duma determinada área de balanço para uma outra, a partir das 10:00 horas, deverá solicitar ao GS essa modificação até às 09:00 desse dia).

5.2.4 ACTUAÇÕES IMEDIATAS PERANTE DESVIOS EM TEMPO REAL

No momento em que apareça uma incidência com desequilíbrio entre a geração e o consumo, produzir-se-á, duma forma automática, a actuação imediata da regulação primária e secundária para corrigir esse desequilíbrio, com a consequente perda de reserva de regulação.

Quando a reserva secundária se encontrar abaixo dum valor mínimo de segurança, o GS requererá a utilização de reserva de regulação para regenerar a reserva secundária, utilizando para tal o estabelecido no ponto 9.5.

5.2.5 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA MOBILIZADA PELO GS

As energias de regulação mobilizadas serão valorizadas ao preço marginal das ofertas de regulação assignadas em cada período de programação, distinguindo-se a reserva a subir e a baixar, sendo o preço marginal de estabelecido de acordo com o descrito no ponto 9.4.6.2.

A valorização da produção dos grupos térmicos que não tenham sido encontrados nas diferentes sessões de mercado e que tenham sido mobilizados pelo GS, realizar-se-á somando ao preço da produção oferecida, o sobrecusto resultante de dividir o custo de arranque na energia total programada, através da aplicação da metodologia definida no procedimento de resolução de restrições técnicas internas.

Todas as reduções de produção efectuadas no PDBF, tanto para a solução de restrições como para a compensação de novas assignações introduzidas para a resolução de restrições técnicas, serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resoluções de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, ou do próprio preço de encontro, no caso dos contratos bilaterais que não apresentem ofertas de energia no processo de resolução de restrições técnicas, até um limite de 0,15 vezes do preço de encontro.

5.3 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE RESOLUÇÃO

No caso em que, por razões de emergência, ou por falta de ofertas válidas suficientes ou por indisponibilidade dos sistemas informáticos de gestão ou outra causa justificada, não seja possível resolver um desvio mediante os mecanismos previstos neste procedimento, o GS poderá adoptar as decisões de programação que considere mais oportunas, justificando as suas actuações *a posteriori* perante os agentes afectados e a ERSE, sem prejuízo da retribuição económica das mesmas que sejam de aplicação em cada caso.

5.4 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA AOS DESVIOS À PROGRAMAÇÃO

No âmbito da prestação de informação referente aos desvios à programação, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

- Energia horária de desvio, por comercializador e por área de balanço, para o mês m (a publicar no inicio do mês m+1).
- Custo horário da resolução dos desvios, para o mês m (a publicar no inicio do mês m+1).

6 INDISPONIBILIDADES DA REDE DE TRANSPORTE

6.1 OBJECTIVO

Este procedimento descreve os fluxos de informação e os processos necessários para a elaboração dos planos de manutenção dos elementos e instalações da rede de transporte nos horizontes anual, bimensal, semanal e de curto prazo, de modo a:

- Assegurar a sua compatibilidade com os planos de manutenção das unidades de produção.
- Minimizar as restrições técnicas que afectem os meios de produção do sistema ibérico.
- Obter um estado de disponibilidade das redes de transporte que garanta a segurança e qualidade no abastecimento dos consumos.

6.2 ÂMBITO DA APLICAÇÃO

Encontram-se abrangidas pelo âmbito deste procedimento as seguintes entidades:

a) GS.

b) Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.

c) Operadores de redes de distribuição ligadas à rede de transporte, se aplicável.

d) Clientes directamente ligados à rede de transporte.

e) Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores directamente ligados à rede de transporte.

6.3 PROGRAMA DE MANUTENÇÃO

O programa de manutenção compreende um Plano Anual de Indisponibilidades, que será revisto bimestralmente, um plano semanal e uma programação cujo âmbito temporal será inferior (denominada de curto prazo), que terminará no tempo real.

6.3.1 PLANO ANUAL DE INDISPONIBILIDADES

O Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte sob a responsabilidade de cada um dos operadores incluirá todas as indisponibilidades da rede de transporte.

6.3.1.1 RECEPÇÃO E COMPILAÇÃO DAS PROPOSTAS DE INDISPONIBILIDADES

O GS elaborará o plano anual de manutenção das instalações da rede de transporte, a partir das propostas efectuadas pelas entidades abrangidas por este procedimento. Todas as propostas anteriormente mencionadas, deverão ser apresentadas ao GS até ao dia 30 de Setembro de cada ano, com a informação relativa a indisponibilidades referentes ao ano seguinte e, no caso da rede de transporte, com a previsão da manutenção para os dois anos seguintes, em que no segundo ano se incluirão apenas os trabalhos já orçamentados, devendo aí constar:

a) A empresa que solicita os trabalhos.

b) Os elementos afectados (linha, transformador, barramento, protecções, etc.), indicando o estado de disponibilidade previsto durante os trabalhos.

c) Uma breve descrição dos trabalhos a realizar e suas implicações.

d) A duração prevista.

e) A data desejada para a sua realização.

f) A margem de mobilidade possível no calendário.

g) A possibilidade de reposição diária e tempo da mesma.

h) O tempo de reposição em situação de emergência.

i) Qualquer outra informação que se julgue oportuna.

Com esta informação e tendo em conta os programas de manutenção das unidades de produção, o GS elaborará, antes de 30 de Novembro, o Plano Anual de Indisponibilidades da rede de transporte, tendo presente o critério de minimização das restrições técnicas que afectem os meios de produção.

Para impor o menor número possível de restrições, tanto para a geração como para a operação do sistema, o GS agrupará os diferentes trabalhos numa única indisponibilidade, elegendo a melhor época do ano e o horário mais adequado, para que seja possível a concretização de todos os trabalhos propostos e terá em conta as diferentes alternativas de prazos e modalidades técnicas de concretização dos mesmos expressas pelas empresas proprietárias das instalações.

O GS comunicará o Plano Anual de Indisponibilidades a todas as entidades abrangidas por este procedimento, depois da devida articulação.

No caso de não ser possível programar os trabalhos nas datas e modos propostos pelos proprietários das instalações, o GS dar-lhes-á conhecimento tendo em vista a procura de alternativas viáveis.

Este plano será revisto bimestralmente, pelo que as empresas proprietárias das instalações deverão actualizar a informação descrita anteriormente pelo menos 20 dias úteis antes da data de publicação de cada revisão, sendo esta efectuada no primeiro dia útil do mês correspondente.

As alterações surgidas já no período de vigência do Plano Anual de Indisponibilidades, decorrentes da modificação das hipóteses que serviram de base à sua elaboração, tais como alterações substanciais da hidraulicidade e de datas de indisponibilidades de grupos geradores ou indisponibilidades permanentes entretanto registadas, serão tidas em conta nas sucessivas revisões do Plano Anual.

6.3.2 PLANO SEMANAL DE INDISPONIBILIDADES

O GS também elaborará um Plano Semanal de Indisponibilidades, com um horizonte de duas semanas, que permitirá às empresas abrangidas por este procedimento uma adequada programação dos trabalhos e assegurará um estado de disponibilidade adequado da rede de transporte em termos de segurança e qualidade de serviço. Os trabalhos programados para a segunda semana estarão ainda sujeitos a confirmação na semana anterior.

Neste plano serão geridos tanto os trabalhos programados a nível anual como aqueles que sejam solicitados pela primeira vez.

Para a sua preparação, as empresas deverão propor ao GS, antes das 20 horas da segunda-feira anterior à primeira semana do horizonte de programação, a informação indicada no ponto 6.3.1.1, para os trabalhos que devam iniciar-se nas duas semanas seguintes. O período semanal será considerado entre as 0 horas de sábado e as 24 horas da sexta-feira seguinte.

O Plano Semanal de Indisponibilidades será constituído pelos trabalhos autorizados e que terão início dentro do horizonte considerado e será publicado antes das 14 horas da quinta-feira anterior à semana considerada.

Este plano fará uma distinção entre os trabalhos cuja autorização se considera firme e aqueles cuja autorização fica sujeita ao cumprimento de condições concretas de operação no momento em que devem ser realizados. Uma vez conhecidas as condições, os trabalhos serão autorizados ou negados definitivamente.

6.3.2.1 CRITÉRIOS DE AUTORIZAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

Na autorização das indisponibilidades a inserir no Plano Semanal deverão ser considerados os seguintes critérios:

a) Incompatibilidade de indisponibilidades simultâneas.

Em caso de incompatibilidade entre várias indisponibilidades, terão prioridade de execução aquelas que foram programadas no plano anual, com excepção das indisponibilidades resultantes de avarias que poderão pôr em causa a segurança do sistema, pessoas ou bens.

b) Alteração das condições previstas a longo prazo.

Uma alteração substancial das condições de operação, comparativamente às que foram consideradas aquando da execução do plano anual, poderá ser motivo para não autorizar uma indisponibilidade incluída no plano anual. A decisão deverá ser justificada pelo impacto negativo, quer do ponto de vista técnico quer do ponto de vista económico, que a referida indisponibilidade induzirá na operação.

c) Indisponibilidades que dêem lugar a restrições de geração.

Aquelas indisponibilidades que sejam solicitadas nas datas inicialmente acordadas no plano anual e cuja execução dê lugar a restrições de produção em grupos geradores, serão autorizadas na semana em que se pede a confirmação sempre que as condições previstas de operação ao longo do ano em curso não possibilitem uma data alternativa mais aconselhável técnica ou economicamente.

As indisponibilidades não programadas no plano anual que suponham restrições de equipamento gerador ou não disponham de reposição diária ou de emergência adequada, apenas serão autorizadas em casos de avarias urgentes, que ponham em causa a segurança do sistema, pessoas e bens.

No entanto, se as condições de execução dos trabalhos permitirem a reposição, quer diária, quer a qualquer momento a pedido do GS, a sua autorização ficará condicionada até se conhecer o perfil de geração, o valor de consumo e o estado da rede para o período em causa. No programa semanal, os referidos trabalhos serão identificados para que os respectivos Despachos estejam informados das condições exigidas para a sua execução. Se a indisponibilidade finalmente não for autorizada, por não cumprir as condições exigidas, então o pedido será incorporado na revisão seguinte do plano anual, sem prejuízo de que possa ser solicitada em semanas posteriores e autorizada caso seja possível.

6.3.3 PROGRAMAÇÃO DE CURTO PRAZO

As indisponibilidades que surjam num prazo inferior ao indicado no plano semanal, conforme descrito no ponto 6.3.2, serão tratadas como indisponibilidades de curto prazo, cuja tramitação decorrerá entre as 20 horas de segunda-feira (fim do âmbito semanal) e o dia em que se pretende iniciar os trabalhos.

6.3.3.1 CARACTERÍSTICAS DAS INDISPONIBILIDADES GERIDAS NO CURTO PRAZO

Considerar-se-ão indisponibilidades geridas no curto prazo, aquelas que apresentem as seguintes características:

a) Indisponibilidades fortuitas que, por resultarem de avarias, não serão passíveis de negociação por parte do GS.

b) Indisponibilidades urgentes que surjam depois da programação semanal, desde que a sua prorrogação para um posterior ciclo semanal de indisponibilidade, conduza a uma diminuição apreciável das condições de segurança do sistema, ponha em risco a segurança de pessoas ou instalações ou crie uma restrição de geração ou transporte.

c) Indisponibilidades programadas que possam ser antecipadas para um horizonte definido como de curto prazo, no caso dessa antecipação ser favorável para o sistema. De acordo com decisão a tomar pelo GS, as ditas indisponibilidades dever-se-ão iniciar logo que possível.

d) Indisponibilidades que tramitaram do horizonte semanal, cuja autorização ficou condicionada pelo conhecimento mais objectivo dos cenários de operação. As condições de execução destes trabalhos deverão permitir a reposição diária ou num prazo razoável de interrupção dos trabalhos a pedido do GS.

e) Indisponibilidades em elementos que vão estar fora de serviço por estarem cobertos por outro trabalho autorizado em âmbito semanal, surgidos depois da correspondente decisão semanal.

6.3.3.2 FLUXO DE INFORMAÇÃO

Para efectuar a tramitação das indisponibilidades referidas no ponto 6.3.3.1, as empresas abrangidas por este procedimento, deverão facultar ao GS a seguinte informação:

a) Causa que justifique o tratamento da indisponibilidade a curto prazo.

b) Responsável pelos trabalhos.

c) Elementos afectados (linha, transformador, barramento, protecções, etc.), indicando o estado de disponibilidade durante os trabalhos.

d) Duração prevista.

e) Data desejada para a sua realização.

f) Margem de mobilidade possível na data.

g) Possibilidade de reposição diária e tempo da mesma.

h) empo de reposição em situação de emergência.

i) Qualquer outra informação que considere oportuna.

Para os trabalhos descritos na alínea d) do ponto 6.3.3.1 anterior não é necessário reenviar a informação semanal. Indicar-se-á unicamente a ocorrência de alteração de condições.

6.4 ANÁLISE DIÁRIA DE SEGURANÇA

O GS realizará diariamente uma análise de segurança para o dia seguinte sobre cenários que reflictam o estado da rede, o consumo e o perfil de geração previstos. As indisponibilidades que foram autorizadas previamente e que deverão estar em curso no dia analisado, serão simuladas como um dado adquirido. Estes cenários servirão de base para as análises de segurança dos sistemas e em especial dentro do âmbito deste procedimento, para determinar que indisponibilidades das consideradas como de curto prazo, serão viáveis. De seguida, o GS manifestará a sua conformidade ou não à execução das mesmas, de acordo com os critérios de segurança definidos no procedimento "Funcionamento do Sistema". As indisponibilidades que já tinham sido autorizadas prosseguirão, salvo se o GS, com prévia justificação, determine que as mesmas sejam interrompidas.

Se a natureza dos trabalhos (caso de reparação de avarias de carácter urgente) implicar uma actuação de âmbito inferior ao diário, o GS comunicará às entidades abrangidas por este documento a sua decisão, o mais rapidamente possível, após análise da sua repercussão na segurança dos sistemas.

O GS colocará à disposição de todos os agentes, às 8 horas de cada dia, dentro da informação de livre acesso, uma lista diária dos trabalhos nas redes de transporte que incluirá:

- O modo de programação: anual, semanal ou de curto prazo.
- As datas de início e fim.
- A entidade responsável pelos trabalhos.
- Outra informação que se julgue necessária.

7 INDISPONIBILIDADES DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

7.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é estabelecer os critérios que se devem aplicar à comunicação e tratamento das indisponibilidades dos grupos geradores, para que o Gestor de Sistema (GS) realize a verificação técnica e o despacho das unidades de produção e confirme as circunstâncias que permitam a sua exclusão da necessidade de apresentar ofertas no mercado diário no caso de indisponibilidades.

7.2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se ao GS, ao Operador de Mercado (OM) e aos produtores.

7.3 DEFINIÇÕES

Considera-se que uma unidade de produção está totalmente disponível se puder participar no despacho de produção sem nenhuma limitação na sua capacidade de geração. Em caso contrário, considerar-se-á a existência de uma indisponibilidade, que poderá ser parcial ou total.

7.4 RESPONSABILIDADES

As empresas proprietárias das unidades de produção são responsáveis pela comunicação ao GS de qualquer indisponibilidade total ou parcial que tenha afectado ou possa vir a afectar a capacidade de geração das suas unidades de produção, logo que estas aconteçam.

7.5 CRITÉRIOS PARA A DETERMINAÇÃO DAS INDISPONIBILIDADES

Para a determinação das potências indisponíveis e dos períodos de indisponibilidade das unidades de produção dever-se-á atender aos seguintes critérios gerais:

1. Independentemente da causa que tenha provocado a indisponibilidade, a potência na emissão de um grupo será a determinada pela diferença entre a potência instalada na emissão da central e a potência efectivamente disponível na emissão, excepto nos casos para os quais se indique um tratamento específico.
2. O período de indisponibilidade é o compreendido entre o instante em que esta se inicia e aquele em que se finaliza. O fim de uma indisponibilidade não se considera efectivo até que este seja comunicado ao GS. Em consequência, a comunicação de disponibilidade de uma unidade de produção não terá efeitos retroactivos.

3. Durante o processo de arranque e paragem de um grupo, considera-se disponível toda a sua potência instalada na emissão, salvo se existir alguma causa que limite esse valor.
4. No caso de atraso no paralelo, sempre que este aconteça após finalizada a hora em que era previsto acontecer, deverá ser considerada a indisponibilidade total do grupo durante o período de tempo compreendido entre o início da hora em que estava previsto ocorrer o paralelo e o instante de paralelo efectivo, em horas e minutos.
5. Pelo contrário, caso o paralelo ocorra antes do fim da hora em que estava programado, não haverá lugar a qualquer tipo de indisponibilidade.
6. Após disparo, um grupo não ficará disponível até reentrar, excepto se for dispensado de reentrar pelo GS, passando a ser esse o instante a partir do qual o grupo ficará disponível, salvo informação em contrário do produtor.
7. Durante o período de ensaios considerar-se-á que o grupo estará disponível se a natureza dos mesmos permitir o seu cancelamento ou modificação, caso tal seja solicitado pelo GS.
8. A disponibilidade de uma unidade de produção, desde que esteja em condições de a garantir, não será afectada pelo resultado de restrições da rede de transporte que impossibilitem a utilização total ou parcial da potência instalada.

7.6 PROCEDIMENTOS DE ACTUAÇÃO

Sempre que uma unidade de produção fique ou se preveja que venha a ficar indisponível, a empresa proprietária da mesma deverá comunicar esse facto ao GS, por via informática a acordar, mediante um ficheiro que possibilite o seu posterior tratamento informático.

A informação contida no referido ficheiro deverá ser:

- Unidade indisponível.
- Data e hora de início previsto.
- Data e hora de início efectivo.
- Data e hora de fim previsto.
- Data e hora de fim efectivo.
- Potência na emissão disponível.
- Motivo da indisponibilidade.
- Adicionalmente, os produtores deverão informar o GS de condicionamentos que possam afectar os programas de produção, como por exemplo limites de cotas, caudais máximos ou mínimos, limites de reactivas, caudais ecológicos, etc.

Esta informação deverá ser actualizada pela empresa proprietária da unidade de produção mediante a incorporação da melhor previsão disponível em cada instante.

1. Após receber uma declaração de indisponibilidade, sempre que a mesma seja compatível com o horário de publicação do Programa Horário Operativo (PHO) contemplado em 5.2.2, o GS modificará a programação da unidade de produção afectada no PHO seguinte, que deverá ser publicado, incluindo o novo programa realizado pela unidade.

   Caso seja necessário, o deficit de geração resultante será eliminado utilizando as metodologias descritas no ponto 5.

Se, aquando da publicação do PHO, não for possível incluir uma indisponibilidade ocorrida entretanto, o desequilíbrio de geração existente corrigir-se-á mediante a utilização das ofertas de reserva de regulação, sem que tal suponha modificação do PHO anteriormente publicado.

2. Previamente ao início das sessões do mercado diário e intradiário, o GS comunicará os dados relativos às indisponibilidades ao OM através do envio do ficheiro anteriormente mencionado. Se posteriormente se produzir alguma modificação duma indisponibilidade, o agente comunicará por via informática a citada modificação ao GS e este por sua vez ao OM, antes do fim da correspondente sessão de mercado.
3. A declaração de indisponibilidade e a correspondente modificação do PHO não invalida a responsabilidade da empresa proprietária da unidade de produção de participar, no que lhe for imputado, nos custos originados por esta indisponibilidade.
4. O GS comunicará à ERSE os incumprimentos que observe por falta de comunicação dos dados das indisponibilidades, por parte das empresas proprietárias das instalações e os erros na informação transmitida.

8 GESTÃO DAS INTERLIGAÇÕES

8.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é o estabelecimento das condições técnicas para a gestão das interligações do sistema eléctrico português, no que se refere aos temas que constam no ponto seguinte.

8.2 MATÉRIAS A DETALHAR

Este procedimento detalha as seguintes matérias:

- Cálculo e publicação da capacidade de interligação.
- Estabelecimento dos programas de interligação entre ambos os sistemas.
- Medida da energia na interligação.
- Determinação e compensação dos desvios.
- Tratamento dos programas de apoio.

8.3 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se aos seguintes sujeitos e organizações:

- Gestor de Sistema português.
- Agentes de mercado (AM).

8.4 DEFINIÇÕES

8.4.1 INTERLIGAÇÃO INTERNACIONAL

Conjunto de linhas que ligam subestações dum sistema eléctrico com subestações de outro sistema eléctrico interligado vizinho e que exercem uma função efectiva de trânsito de energia entre sistemas eléctricos.

8.4.2 PROGRAMA DE INTERLIGAÇÃO

Energia programada para transitar entre dois sistemas eléctricos interligados, em cada período de programação, acordada conjuntamente entre os operadores dos sistemas eléctricos respectivos.

Os programas na interligação podem ser discriminados por titular das transacções, nas interligações em que tal seja aplicável, ou como programa líquido global em cada interligação.

8.4.3 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Capacidade técnica máxima de trânsito de energia eléctrica entre dois sistemas eléctricos interligados, compatível com o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos nos respectivos sistemas eléctricos.

Define-se capacidade de interligação em cada um dos sentidos do fluxo de potência duma interligação eléctrica, como o valor máximo do programa de interligação líquido que pode estabelecer-se no dito sentido do fluxo de potência.

8.4.4 DESVIO

Diferença entre a magnitude do programa na interligação em termos energéticos e a energia realmente transitada, medida por meio de contadores, num determinado período.

8.4.5 PROGRAMA DE APOIO ENTRE SISTEMAS

Programa de interligação que se estabelece entre dois sistemas eléctricos interligados, em caso de necessidade, com o fim de garantir as condições de segurança do fornecimento de energia em qualquer dos dois sistemas, em caso de urgência e para resolver uma situação especial de risco na operação dum dos sistemas, com acordo prévio dos operadores de sistema respectivos, na ausência de outros meios de resolução disponíveis no sistema que precise de apoio e sempre que a segurança do sistema que presta o apoio assim o permita.

8.4.6 ACORDO DE GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO

Conjunto de procedimentos que afectam os operadores dos sistemas eléctricos respectivos, através do qual se estabelecem conjuntamente todos os aspectos relativos à gestão da dita interligação referidos no ponto 8.2.

8.5 CÁLCULO E PUBLICAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Os operadores dos sistemas eléctricos realizarão, num horizonte anual, trimestral, mensal e semanal, o cálculo da capacidade de interligação para cada um dos sentidos do fluxo da interligação, de acordo com a Metodologia dos estudos para determinação da capacidade de interligação para fins comerciais

prevista no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações. Os cálculos realizados em horizonte semanal serão actualizados posteriormente, caso necessário, com um horizonte diário e em tempo real.

8.5.1 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA

Para o cálculo da capacidade de interligação Portugal – Espanha, consideram-se os critérios de funcionamento e segurança estabelecidos nos Procedimentos vigentes de operação dos sistemas eléctricos português e espanhol.

8.5.2 ESTABELECIMENTO DE CENÁRIOS E PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Os cenários a considerar para o cálculo, o procedimento e a sequência temporal que os operadores dos respectivos sistemas eléctricos irão aplicar para a determinação da capacidade de interligação, assim como as trocas de informação entre os operadores respectivos e a forma e prazos das mesmas, serão estabelecidos de comum acordo entre os respectivos operadores, sob a forma dum Acordo de Gestão da Interligação elaborado conjuntamente.

8.5.3 PUBLICAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

O GS procederá à publicação da capacidade de interligação nas seguintes datas:

- Antes de 30 de Novembro de cada ano, os valores de capacidade previstos para o ano seguinte. A informação contemplará as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade.
- Antes do dia 5 do mês anterior ao início do trimestre, os valores de capacidade previstos para o trimestre seguinte. A informação contemplará as distintas estações climatéricas, situações extremas de consumo (Ponta e Vazio) e diferentes condições de hidraulicidade e eolicidade.
- Antes do dia 18 de cada mês, os valores de capacidade previstos para o mês seguinte em situações extremas de consumo (Ponta e Vazio).
- Todas as 5as feiras, antes das 18:00h (hora peninsular espanhola), a capacidade de interligação prevista para cada período de programação, para as duas semanas eléctricas seguintes (de sábado a sexta), com começo às 00:00 horas (hora peninsular espanhola) do sábado seguinte.
- O novo valor de capacidade de interligação, assim que seja acordado pelos gestores de sistema respectivos, sempre que exista alguma modificação respeitante ao previamente publicado.

8.6 ESTABELECIMENTO DOS PROGRAMAS NA INTERLIGAÇÃO

Os programas de energia estabelecidos na interligação só serão definitivos quando os gestores dos sistemas eléctricos respectivos os tenham confirmado. Para isso, os gestores dos sistemas trocarão a informação referente aos programas de trocas de energia estabelecidos na interligação para cada período de programação, com desagregação por agente titular quando for aplicável, de preferência

através da troca de dados por meios electrónicos, de forma a que, em cada quantidade, seja expresso o pedido de autorização e a resposta de conformidade ou não conformidade.

Os gestores de sistema respectivos estabelecerão de comum acordo o procedimento que deverá ser aplicado neste processo de pedido e obtenção de conformidade para os programas de trocas de energia estabelecidos na interligação.

No caso de que as autorizações dos gestores de sistema, referentes a um determinado programa de interligação, não sejam coincidentes, só poderá ser considerado como programa de interligação o menor dos dois valores.

8.7 MEDIDA DA ENERGIA NA INTERLIGAÇÃO

Para cada interligação, os gestores dos correspondentes sistemas eléctricos acordarão conjuntamente o número, tipo e colocação dos contadores registadores, com os quais se efectuará a medida de energia transitada na interligação e a periodicidade das leituras, assim como, se for caso disso, o tratamento das perdas de transporte nas linhas de interligação.

Para a medida da energia transitada participarão os contadores de todas as linhas de interligação, incluindo aqueles das linhas de menor tensão que não exerçam uma função de troca entre sistemas, mas apenas de apoio e possível entrega a mercados locais.

8.8 DETERMINAÇÃO E COMPENSAÇÃO DOS DESVIOS

Os gestores dos sistemas eléctricos correspondentes determinarão, para cada interligação, o valor dos desvios como a diferença entre a medida registada pelos contadores da energia realmente transmitida através da interligação e o saldo dos programas estabelecidos na mesma e previamente acordados por ambos os operadores de sistema (sem incluir nos últimos os possíveis programas de compensação de desvios de regulação correspondentes a períodos anteriores).

Os desvios de regulação assim calculados serão compensados mediante a devolução da energia de desvio nos períodos acordados pelos gestores de sistema, de forma a que se compensem em períodos equivalentes de programação de ponta e vazio, ou em outros que podem ser estabelecidos de comum acordo para a correspondente Interligação.

No caso de existir um valor relativamente importante de desvios de regulação pendentes por compensar, que supere um determinado nível de energia, acordado entre os respectivos gestores de sistema, poderá estabelecer-se, também de comum acordo, a sua devolução sob a forma de uma transacção económica

pela energia pendente a devolver, valorizada de acordo com os critérios de custo da energia acordados conjuntamente, e aprovados pela ERSE.

8.9 TRATAMENTO DOS PROGRAMAS DE APOIO

8.9.1 PROGRAMA DE APOIO PEDIDO PELO SISTEMA PORTUGUÊS OU PELO SISTEMA ESPANHOL

O gestor do sistema eléctrico português ou espanhol, conforme o caso, uma vez que constate a sua necessidade e tendo verificado não dispor de outros meios de produção disponíveis para o efeito, solicitará a activação de um programa de apoio aos gestores dos sistemas vizinhos interligados, limitando a aplicação desta troca de energia ao horizonte temporal em que a segurança do sistema eléctrico espanhol ou português, conforme o caso, assim o exija.

8.9.2 RESPOSTA ÀS SOLICITAÇÕES DE APOIO DOUTRO SISTEMA ELÉCTRICO

Perante um pedido de apoio com origem num sistema eléctrico vizinho interligado ao sistema eléctrico português, o Gestor de Sistema comprovará, dentro das suas possibilidades, que o sistema que solicita o apoio não dispõe de outros meios alternativos ao programa de apoio de energia.

De seguida e sempre que a segurança do sistema eléctrico o permita, procederá ao estabelecimento do programa de interligação correspondente a esta acção de apoio entre sistemas eléctricos, mantendo-se a sua programação durante o horizonte de tempo mínimo imprescindível e, como máximo, até ao início do horizonte de aplicação da seguinte sessão do mercado intradiário (MI). Assim, proceder-se-á à redução ou anulação do programa de apoio na interligação no momento em que tenha desaparecido a situação especial de risco na operação do sistema que tenha solicitado o apoio ou assim que este disponha de meios alternativos ao programa de apoio entre sistemas para fazer face à situação especial de risco.

8.9.3 COMPENSAÇÃO DAS ENERGIAS DE APOIO

A energia correspondente aos programas de apoio realizados poderá ser devolvida:

- Como se de desvios de regulação se tratassem.
- Mediante fórmulas de compensação económica para a energia entregue, acordadas conjuntamente pelos operadores dos sistemas eléctricos respectivos, estabelecendo-se estas fórmulas, sempre que seja possível, com critérios de transparência e representatividade do custo da energia fornecida pelo sistema que presta o apoio. As fórmulas de compensação económica para a energia entregue devem fazer parte de uma metodologia de valorização aprovada pela ERSE, devendo esta entidade ser informada posteriormente sempre que for aplicada.

8.10 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA ÀS ACÇÕES COORDENADAS DE BALANÇO

No âmbito da prestação de informação referente às Acções Coordenadas de Balanço previstas no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

- Energia, sentido da redução, motivo da acção coordenada de balanço, para cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Liquidação de cada acção coordenada de balanço (custo e compensações entre operadores), para o mês m (a publicar no início do mês m+1).

9 GESTÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

9.1 OBJECTIVO

O objectivo deste procedimento é a determinação das necessidades de regulação primária, secundária e terciária do sistema eléctrico nacional e a respectiva assignação aos geradores que prestem este serviços.

9.2 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Este procedimento aplica-se ao Gestor de Sistema (GS) e às empresas produtoras.

9.3 SERVIÇO COMPLEMENTAR DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

9.3.1 DEFINIÇÕES

9.3.1.1 REGULAÇÃO PRIMÁRIA

A regulação primária é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelos geradores em serviço e tem por objectivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. O seu fornecimento realiza-se através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.

9.3.2 NECESSIDADES DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

Segundo o Regulamento da Rede de Transporte (RRT), os grupos geradores que estejam directamente ligados à RNT devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5 % da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável, devendo o estatismo dos grupos ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 4 % a 6 %.

A variação de potência resultante deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz.

A insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser inferior a +10 mHz e a banda morta voluntária nula.

9.3.3 OBRIGATORIEDADE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

Todas as unidades de produção que estejam directamente ligadas à RNT devem dispor de regulação primária.

No caso em que seja tecnicamente impossível contar com o equipamento adequado, o serviço complementar deverá ser contratado directamente pelos titulares das instalações obrigadas à sua prestação a outros agentes que o possam prestar. O contrato será comunicado ao GS, que certificará o serviço efectivamente prestado na execução do contrato referido, sendo liquidado pelas partes ao preço por elas acordado.

9.3.4 COMUNICAÇÃO DE DADOS

As empresas de geração devem declarar as características dos reguladores primários dos geradores de que são proprietários, bem como o estatismo de cada grupo, antes do dia 30 de Novembro de cada ano.

9.3.5 CONTROLO DO CUMPRIMENTO DOS REQUISITOS

A comprovação das declarações realizadas efectuar-se-á através de auditorias e inspecções técnicas.

As inspecções de todos os equipamentos realizar-se-ão ao longo dum período cíclico de cinco anos, seleccionando-se, mediante um sistema aleatório, os equipamentos que devem ser inspeccionados em cada ano.

9.4 SERVIÇO COMPLEMENTAR DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.1 DEFINIÇÕES

9.4.1.1 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Margem de variação da potência em que o regulador secundário pode actuar automaticamente e nos dois sentidos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante. Vem dado pela soma, em valor absoluto, das contribuições individuais dos grupos submetidos a este tipo de regulação.

A margem de potência, em cada um dos dois sentidos, designa-se por reserva ou banda a subir ou a baixar.

9.4.2 AGENTES PARTICIPANTES

Os agentes que poderão participar na prestação deste serviço complementar serão aqueles que obtenham a correspondente habilitação do GS, que a outorgará a todas as instalações que demonstrem a sua capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas. O GS manterá actualizada e publicará anualmente, antes de 30 de Novembro, a lista de geradores habilitados.

O GS poderá retirar a habilitação quando detecte uma falha de capacidade técnica para a prestação deste serviço, de acordo com as condições exigidas para a sua habilitação, ou quando a qualidade do serviço prestado não cumpra os requisitos exigidos.

9.4.3 DETERMINAÇÃO DA RESERVA GLOBAL NECESSÁRIA

O GS estabelecerá e comunicará cada dia às empresas produtoras a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, estabelecendo a relação de reserva a subir e baixar requerida. Para tal, seguir-se-ão os critérios estabelecidos no ponto 1.7.2.

9.4.4 APRESENTAÇÃO DAS OFERTAS

Os produtores oferecerão, para cada unidade de produção, uma banda de regulação, em MW, com o preço correspondente para cada uma das horas do dia seguinte, em €/MW, preço esse que será limitado a um valor máximo regulado, proposto pelo GS e aprovado pela ERSE.

As ofertas deverão conter a seguinte informação:

- Oferta de reserva para subir RNS_{subir} (MW).
- Oferta de reserva para baixar RNS_{baixar} (MW).
- Preço unitário da banda de Regulação PS_{banda} (€/MW).

9.4.5 ASSIGNAÇÃO DA RESERVA SECUNDÁRIA

O GS assignará as ofertas que, em conjunto, representem um menor sobrecusto total.

Para a assignação, ter-se-ão em conta os seguintes critérios:

- Para a valorização duma oferta ter-se-á em conta o custo da banda.
- No caso de igualdade de custos de várias ofertas, realizar-se-á um rateio proporcional da reserva assignada, em função da banda oferecida.
- Se a assignação duma oferta de regulação secundária com o redespacho associado criar uma restrição no sistema, não será considerada no processo de assignação.
- A soma das bandas assignadas deverá estar compreendida num intervalo de ± 10% em torno da banda de regulação requerida.

No ponto 9.4.9 detalha-se a formulação do algoritmo de assignação.

A assignação realizada pelo GS será considerada firme, adquirindo a unidade de produção a obrigação de cumprir com a banda assignada.

Se, para obter a banda assignada, é necessário um redespacho sobre a produção assignada à unidade de produção no PDVP, o agente de mercado (AM) responsável da unidade de produção poderá recorrer ao mercado intradiário para obter o redespacho necessário.

No caso de não ter conseguido obter esse redespacho, participando no intradiário, o AM comunicá-lo-á ao GS indicando o redespacho necessário. Neste caso, o GS modificará o programa do AM segundo as necessidades de redespacho em tempo real mediante a assignação de regulação terciária, incorrendo o agente afectado no custo do desvio correspondente.

9.4.6 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A valorização terá os conceitos que a seguir se detalham.

9.4.6.1 RESERVA DE REGULAÇÃO ASSIGNADA

A banda de regulação assignada a cada unidade de produção valorizar-se-á ao preço da última oferta aceite em cada hora.

9.4.6.2 ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA UTILIZADA

A energia de regulação contida dentro dos limites da banda de regulação assignada, utilizada como consequência do seguimento em tempo real das solicitações de regulação, é energia de regulação secundária, enquanto a energia de regulação que exceder os limites da banda de regulação assignada, é tida em conta na obtenção do preço de regulação.

A energia de regulação secundária valorizar-se-á ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora, tanto a subir como a baixar, utilizada para substituir ou completar a energia de regulação secundária usada. Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária resultante do seguimento do sinal de regulação, considera-se o preço da energia de regulação terciária que seria mobilizada para a substituir, a partir da respectiva curva de ofertas de regulação do sistema.

9.4.7 CONTROLO DA RESPOSTA

O controlo da resposta de regulação realizar-se-á ao nível da central, no caso das centrais hídricas, e do grupo, nas centrais térmicas, conforme o disposto no ponto 9.4.10.

As penalizações em que incorrerá o produtor, perante incumprimentos de banda e falta de qualidade da resposta, encontram-se dispostas no ponto 9.4.10.

9.4.8 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE ASSIGNAÇÃO

Em situações de emergência para o sistema ou na ausência de ofertas suficientes ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, o GS poderá adoptar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva secundária disponível no sistema, justificando posteriormente as suas actuações aos agentes afectados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias.

A banda de potência e os redespachos que sejam necessários para obter a reserva requerida valorizar-se-ão, respectivamente, a 115% do preço marginal de banda de potência, limitado a um valor máximo regulado, e a 115% do preço marginal do mercado diário, quando se trate de redespachos a subir, e ao preço de recompra equivalente a 85% do preço marginal do mercado diário, quando se trate de redespachos para baixar.

Na ausência de preço marginal de banda de regulação secundária pela não existência de ofertas, a mobilização de banda de regulação pelo Gestor de Sistema será valorizada ao preço médio da banda de regulação da hora homóloga dos sete dias anteriores.

9.4.9 ASSIGNAÇÃO DA REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.9.1 DADOS DE ENTRADA NO PROCESSO DE ASSIGNAÇÃO

9.4.9.1.1 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A reserva de regulação secundária necessária para o funcionamento do sistema é calculada pelo GS e comunicada aos agentes produtores. A informação comunicada é composta pelos seguintes dados:

- Reserva a subir no sistema $RSSUB_h$ (MW).
- Reserva a baixar no sistema $RSBAI_h$ (MW).
- Valor máximo e mínimo de banda de regulação da oferta (soma da reserva a subir e a baixar duma oferta individual), denominado respectivamente como $RSBAN_{máx}$(MW) e $RSBAN_{mìn}$ (MW).

Onde h = índice da hora do período de programação (de 1 a 25).

9.4.9.1.2 PROGRAMA DIÁRIO VIÁVEL PROVISIONAL (PDVP)

Estes valores correspondem ao valor em energia do programa viável provisional para cada unidade de oferta de geração (j), e para cada período de programação (h): PVP_{hj}

9.4.9.1.3 OFERTAS APRESENTADAS PELOS AGENTES PRODUTORES

As ofertas de regulação secundária serão apresentadas pelos agentes e conterão a seguinte informação:

- Número da oferta.
- Oferta de reserva para subir RNS_{subir} (MW).
- Oferta de reserva para baixar RNS_{baixar} (MW).
- Preço da banda de Regulação PS_{banda} (c€/kW).

A soma da reserva a subir e baixar de uma oferta (RNS_{subirh} + $RNS_{baixarh}$) deverá cumprir os limites máximos e mínimos declarados pelo GS ($RSBAN_{máx}$ e $RSBAN_{mìn}$).

9.4.9.2 ASSIGNAÇÃO DA RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.9.2.1 CRITÉRIOS GERAIS

Para a assignação da reserva secundária de regulação ter-se-ão em conta os seguintes critérios:

- Cada unidade de oferta deve cumprir em cada período de programação a relação entre a reserva a subir e baixar estabelecida RSB_h ($RSB_h = RSSUB_h/RSBAI_h$ (p.u.)).
- O programa resultante será o de menor custo que satisfaça o requisito do serviço complementar de reserva de regulação secundária.
- O custo duma oferta de reserva de regulação secundária será o produto da banda total oferecida pelo preço da banda.

9.4.9.2.2 DESENVOLVIMENTO DO PROCESSO

O processo de assignação segue os seguintes passos de forma sequencial:

- Eliminam-se do processo aquelas ofertas que não cumpram os valores máximos e mínimos da banda oferecida estabelecidos pelo GS.

  Se $RSBAN_{máx} < RNS_{subirhi} + RNS_{baixarhi}$ elimina-se a oferta i.

  Se $RSBAN_{mìn} > RNS_{subirhi} + RNS_{baixarhi}$ elimina-se a oferta i.

- Realiza-se uma lista ordenada por custos das ofertas recebidas para cada período de programação (h), calculando o custo como:

  $Custo_{hr} = PS_{bandahr}$

  onde r = índice de 1 no número de ofertas válidas aceites.

- Realizar-se-á a assignação do requisito estabelecido segundo a ordem da lista ordenada. Em cada assignação duma oferta deve-se garantir o cumprimento da relação entre a reserva a subir e a reserva a baixar, truncando-se os valores em caso contrário, permanecendo o valor truncado pendente de assignação nas iterações posteriores. Portanto em cada oferta realizar-se-á:

  $Rsubir_{nh}$ = Mínimo ($RNS_{subirnh} + \Sigma\ RNS_{subirmh}$,($RNS_{baixarnh} + \Sigma\ RNS_{baixarmh}$)* RSB_h) - $\Sigma\ Rsubir_{mh}$

  $Rbaixar_{nh}$ = Mínimo (($RNS_{subirnh}+\Sigma\ RNS_{subirmh}$) / RSB_h, $RNS_{baixarnh} + \Sigma\ RNS_{baixarmh}$) - $\Sigma\ Rbaixar_{mh}$

- onde:

  n = Índice da oferta segundo a lista ordenada por custo.

  m = Índice das ofertas de ordem inferior a n.

  $Rsubir_{nh}$ = Banda a subir assignada na oferta n.

  $Rbaixar_{nh}$ = Banda a baixar assignada na oferta n.

- O processo de assignação de reserva a subir e a baixar termina quando o valor de $\Sigma\ Rsubir_n$ e $\Sigma\ Rbajar_n$ assignada encontrar-se no intervalo de $\pm$10% em torno do valor de reserva de regulação secundária estabelecida como requisito ($RSSUB_h$ e $RSBAI_h$):

  $1{,}1*RSSUB_h > \Sigma\ Rsubir_{nh} > 0{,}9 * RSSUB_h$

  $1{,}1*RSBAI_h > \Sigma\ Rbaixar_{nh} > 0{,}9 * RSBAI_h$

No caso de existir igualdade de custos entre várias ofertas no fecho da assignação, repartir-se-á o valor de fecho de maneira proporcional nas bandas oferecidas.

9.4.10 REGRAS DA REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Esta secção está organizada da seguinte forma:

1. Introdução
2. Reserva de Regulação secundária
   2.1 Conceito e necessidades
   2.2 Assignação de reservas na programação de exploração
3. Controlo da regulação
   3.1. Tempo de resposta
   3.2 Intervalos de regulação
4. Incumprimentos

9.4.10.1 INTRODUÇÃO

A correcta exploração do Sistema Eléctrico Nacional Interligado, tanto do ponto de vista económico como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazos, exige que um regulador central execute a função de controlo de potência – frequência com o objectivo de manter dentro dos limites do razoável, o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado,

colaborar na manutenção da frequência conjunta, ou em caso de funcionamento em ilha, o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal, de forma que se optimize a utilização dos recursos disponíveis de regulação.

O cumprimento destes objectivos deve ser garantido, dentro das limitações técnicas inerentes aos equipamentos de regulação disponíveis e às circunstâncias concretas da exploração em cada momento, nos níveis que se indicam de seguida:

A- Perante os desvios resultantes das variações contínuas e aleatórias do consumo, das rampas de subida e descida programadas dos grupos e as alterações horárias do programas na interligação, assim como desequilíbrios permanentes que possam existir até que se possa efectuar uma nova assignação da geração e neste caso à modificação correspondente nos programas de geração.

B- Perante desequilíbrios bruscos entre a produção e o consumo originados pela perda de grupos geradores ou por desvios esporádicos do consumo.

Estabelece-se, como principio, que a participação de cada unidade de geração na reserva total estabelecida no sistema eléctrico nacional será determinada tendo como base um mercado de ofertas de reserva de regulação secundária.

Nas situações em que por motivo de segurança, a assignação da reserva secundária não se possa realizar com critérios económicos, aplicar-se-ão os mecanismos de emergência que os regulamentos estabeleçam.

Para realizar a função de regulação secundária, a empresa concessionária da RNT disporá dos meios adequados para coordenar directamente os reguladores dos grupos, actuando como repartidor do sinal de regulação, transmitindo aos reguladores dos geradores os valores de potência que devem fornecer, de acordo com os factores de participação vigentes em cada momento.

9.4.10.2 RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

9.4.10.2.1 CONCEITO E NECESSIDADES

Atendendo a cada situação particular de exploração, a concessionária da RNT indicará, de forma independente, a reserva de potência positiva RNTS (subir) e negativa RNTB (baixar) necessária no conjunto eléctrico nacional, para cada momento, determinadas tendo por base os critérios de segurança da operação.

9.4.10.2.2 ASSIGNAÇÃO DE RESERVAS NA PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

Como parte da programação diária estabelecer-se-á por períodos de programação as assignações das reservas para cada unidade de oferta, em função das ofertas que o GS receba das empresas de geração.

Em função das circunstâncias que se apresentam à exploração em tempo real, pode ser necessário efectuar novas assignações das reservas entre as unidades de ofertas. Estas assignações reger-se-ão segundo os procedimentos estabelecidos dando origem a Reservas Assignadas, RAS_i e RAB_i (de subir e baixar).

9.4.10.3 CONTROLO DA REGULAÇÃO

9.4.10.3.1 TEMPO DE RESPOSTA

Segundo as regras da UCTE o ciclo de tempo para o controlador automático deve-se encontrar compreendido entre um e os cinco segundos, com o objectivo de minimizar o tempo gasto entre uma ocorrência, a reacção e a resposta.

O regulador central deve ser do tipo proporcional – integral, fixando-se a constante de tempo de seguimento da resposta em 30 segundos.

9.4.10.3.2 INTERVALOS DE REGULAÇÃO

Segundo o regulamento da rede de transporte “Os grupos térmicos previstos para telerregulação devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 10% da sua potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária.

Para os grupos hidráulicos deve prever-se uma banda de regulação mais larga (pelo menos 30 % da potência nominal).”.

9.4.10.4 INCUMPRIMENTOS

Sempre que, por causas imputáveis ao produtor, exista uma ausência total de regulação por esta estar fora de serviço numa determinada hora i, o produtor incorre na seguinte penalização:

$$CFO_i = K_n*(RTNS*KA_i+RNTB*KA_i)*Toff_i*Puoe_i$$

onde:

Kn é um coeficiente de penalização (k=1,5).

KA é o factor de participação da central/grupo no total da banda assignada (para subir e para descer).

Toff é a fracção de tempo que esteve inoperacional.

Puoe é o preço da banda da última oferta assignada.

Sempre que numa determinada hora i a banda real disponibilizada pelo agente seja inferior à assignada a penalização será:

$$CFI_i = K_n*(RRSN_i+RRBN_i)*T_i* Puoe_i$$

onde:

RRSN e RRBN serão os incumprimentos de banda, em relação à assignada.

9.5 SERVIÇO COMPLEMENTAR DE REGULAÇÃO

9.5.1 DEFINIÇÕES

9.5.1.1 REGULAÇÃO TERCIÁRIA

A regulação terciária é um serviço complementar retribuído por mecanismo de mercado. Tem como objectivo a restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço.

9.5.1.2 RESERVA TERCIÁRIA

Para os efeitos da prestação do serviço, define-se a reserva terciária como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço num tempo máximo de 15 minutos, e que pode ser mantida, pelo menos, durante duas horas consecutivas.

9.5.2 AGENTES PARTICIPANTES

Estarão habilitados a participar na prestação deste serviço complementar todos os agentes que recebam garantia de potência.

9.5.3 DETERMINAÇÃO DA RESERVA GLOBAL NECESSÁRIA

O GS estabelecerá o valor da reserva de regulação terciária mínima necessária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, conforme o exposto na secção 1.7.3.

9.5.4 APRESENTAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Entre as 18:00 e as 21:00, os produtores deverão colocar à disposição do GS a informação relativa à reserva de regulação, correspondente às áreas de balanço habilitadas para o fornecimento deste serviço, tanto para baixar como para subir, em forma de ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a baixar.

Assim, todas as áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem disponíveis, estarão obrigadas a apresentar cada dia, dentro do processo de programação da operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a reserva de regulação disponível, tanto a subir como a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

As áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo de bombagem deverá oferecer, para cada período de programação, toda a sua reserva de regulação disponível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh.

O preço de oferta pela assignação de reserva de regulação para baixar tem carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente.

As ofertas de reserva de regulação poderão estar limitadas em energia, com o qual a assignação num determinado período pode implicar a anulação ou modificação da oferta para os períodos subsequentes.

No ponto 9.5.10 resumem-se os principais critérios de validação das ofertas que são aplicados nas distintas fases do processo de assignação.

9.5.5 ACTUALIZAÇÃO DAS OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

Os sujeitos titulares de áreas de balanço fornecedoras deste serviço deverão actualizar as ofertas de reserva de regulação, dentro do próprio dia de operação, sempre que sua reserva for modificada por um dos seguintes motivos:

- Participação nas várias sessões dos mercados intradiários.
- Indisponibilidades fortuitas.
- Atribuição de banda de regulação secundária.
- Falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas ou situações hidrológicas extremas em áreas de balanço com centrais hídricas.

Por actualização das ofertas entende-se a apresentação de novos valores de preço e de potência para as áreas de balanço afectadas.

As áreas de balanço cujo programa de exploração seja alterado por outras razões que não as mencionadas não podem apresentar actualizações das suas ofertas de reserva de regulação.

Poderão existir seis actualizações diárias das ofertas de reserva de regulação. O período de actualização está compreendido entre o fecho de cada sessão do mercado intradiário e 45 minutos antes do início do período horário a que essa sessão se refere.

9.5.6 CRITÉRIOS GERAIS PARA A ASSIGNAÇÃO DAS OFERTAS DE REGULAÇÃO

Os critérios gerais para a assignação das ofertas de regulação são:

- O GS mobilizará a prestação deste serviço com critérios do custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização.
- No caso da mobilização duma oferta de regulação originar uma restrição técnica no sistema, esta não será mobilizada.
- Quando se mobiliza uma unidade de produção (instalação de produção ou de consumo de bombagem) num determinado sentido de regulação, se posteriormente dentro da mesma hora existir a necessidade de mobilizar energia de regulação em sentido contrário, mobilizar-se-á esta última em primeiro lugar, reduzindo-se de seguida as anteriormente mobilizadas e só depois as de sentido contrário. Os direitos de cobrança ou as obrigações de pagamentos serão unicamente pela energia efectivamente mobilizada no intervalo de tempo que dura a mobilização.

9.5.7 VALORIZAÇÃO DO SERVIÇO

A energia de regulação utilizada será valorizada ao preço marginal das ofertas de regulação mobilizadas em cada período de programação, distinguindo-se a reserva a subir da reserva a descer.

No caso de aparecer uma restrição técnica em tempo real, programando-se para a sua resolução ofertas de reserva de regulação, estas ofertas não intervirão na formação do preço marginal da utilização da energia de regulação no período correspondente.

9.5.8 CONTROLO DO CUMPRIMENTO DO SERVIÇO MOBILIZADO

O GS comprovará o cumprimento do requisito solicitado de regulação em energia e potência.

- Em energia, como diferença entre o programa da área de balanço de instalações de produção ou de consumo e bombagem e o valor real horário de geração da área.
- Em potência, pelo registo dos valores de potência activa da área de balanço correspondente a instalações de produção ou de consumo e bombagem registados no sistema de controlo do GS, considerando-se cumprido se alcançar o valor requerido.

9.5.9 MECANISMOS EXCEPCIONAIS DE MOBILIZAÇÃO

Em situações de emergência para o sistema ou na ausência de ofertas suficientes ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, o GS poderá adoptar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva de regulação disponível no sistema, justificando posteriormente as suas

actuações aos agentes afectados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias.

9.5.10 VALIDAÇÃO DOS BLOCOS DE OFERTA

- Apenas serão admitidas áreas de balanço de venda de energia correspondentes a unidades de geração ou áreas de balanço para a aquisição de energia para consumo de bombagem para cada período de ofertas. Assim se na mesma sessão de ofertas se envia mais de uma vez informação para uma mesma área de balanço, a última substituirá a anterior.
- Cada oferta deverá respeitar as limitações de valor máximo e mínimo de ofertas estabelecido e publicado pelo GS.

9.5.11 ALGORITMO DE ASSIGNAÇÃO DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

As características principais do algoritmo de assignação são as seguintes:

- O algoritmo assigna ofertas de potência (MW) e não de energia.
- O processo de mobilização abrange um determinado período de programação.
- Admite assignações de duração inferior a um período de programação. Neste caso o horizonte de assignação abrange o período compreendido entre os minutos de início e de fim da assignação estabelecida pelo operador, ou até ao final do período de programação em questão, no caso do operador não estabelecer de forma explicita o instante final da assignação.
- Mercado marginalista em que o preço da assignação das ofertas em cada período de programação é determinado pelo preço da oferta de preço mais elevado (ou de menor preço tratando-se de reserva de regulação para baixar) que foi mobilizada de forma parcial ou total no referido período de programação.
- O processo de assignação é meramente económico, não impondo nenhuma restrição.
- Não admite blocos de ofertas indivisíveis.

9.6 DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÃO RELATIVA AO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, o GS divulgará na sua página pública na Internet, a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados.

9.6.1 MERCADO DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

- Banda de regulação secundária a subir e a descer pretendida pelo Gestor de Sistema, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Banda de regulação secundária a subir e a descer contratada pelo Gestor de Sistema, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Preço marginal da banda de regulação secundária, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).

- Cotas horárias de banda de regulação secundária atribuída por unidade de produção, no mês m (a publicar no início do mês m+2).
- Ofertas de banda de regulação secundária, no mês m (a publicar no início do mês m+3).

ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

- Energia de regulação secundária a subir e a descer utilizada, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Preço marginal da energia de regulação secundária a subir e a descer, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Cotas horárias de energia de regulação secundária produzida, a subir e a descer, por unidade de produção, no mês m (a publicar no início do mês m+2).

9.6.2 MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO

ENERGIA DE RESERVA DE REGULAÇÃO

- Energia de reserva de regulação a subir e a descer utilizada, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Preço marginal da energia de reserva de regulação a subir e a descer, em cada hora do dia d (a publicar em d+1).
- Cotas horárias de energia de reserva de regulação produzida, a subir e a descer, por área de balanço, no mês m (a publicar no início do mês m+2).
- Ofertas de energia de reserva de regulação, no mês m (a publicar no início do mês m+3).

10 OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO

10.1 OBJECTIVO

O objecto deste procedimento é o estabelecimento de critérios orientadores da actuação do Gestor de Sistema (GS), relativamente à operação da rede cuja gestão técnica é responsável e a definição de critérios gerais para o controlo de tensão na rede de transporte.

10.2 MATÉRIAS A DETALHAR

Este procedimento deve detalhar as seguintes matérias:

O âmbito geral da actuação do GS sobre as instalações do sistema de produção e transporte.

A actuação requerida na operação das instalações da rede sob gestão técnica e os diferentes estados em que se pode encontrar o Sistema Eléctrico (SEN) em relação à sua segurança.

A operação do sistema relativamente ao controlo da tensão na RNT.

As medidas excepcionais de operação que pode ser adoptada pelo GS quando o SEN se encontra numa situação de alerta ou de emergência no abastecimento do consumo.

10.3 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Encontram-se abrangidas pelo âmbito deste procedimento as seguintes entidades:

- Gestor de Sistema.
- Entidades proprietárias de instalações particulares sujeitas à operação da RNT.
- Operador da rede de distribuição e clientes directamente ligados à rede de transporte.
- Empresas proprietárias ou operadoras de grupos geradores directamente ligados à rede de transporte.
- Outros agentes de Mercado.

10.4 RESPONSABILIDADES

O GS é responsável pela correcta emissão das instruções de operação às empresas com instalações afectas à rede de transporte, às empresas de distribuição e geração.

A entidade concessionária da RNT, operadores das redes de distribuição, produtores em regime ordinário e produtores em regime especial são responsáveis pela adequada execução das instruções emitidas pelo GS, pelo que será preciso, quando for o caso, que as mesmas sejam transmitidas aos geradores em regime especial pelo operador da rede de distribuição.

10.5 ACTUAÇÃO DO GS SOBRE AS INSTALAÇÕES DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E TRANSPORTE

O GS é responsável por emitir as instruções necessárias às empresas de geração e transporte para a realização das manobras dos elementos do sistema de produção e transporte, incluindo entre outras:

- A gestão da topologia, adequando-a às diferentes circunstâncias da operação.
- A gestão dos elementos disponíveis de controlo de tensões, em particular o uso das reactâncias, das baterias de condensadores, dos reguladores dos transformadores e das linhas de transporte.
- A aprovação e supervisão dos planos de trabalhos nas instalações, programados ou não, nos diferentes âmbitos temporais, tanto para manutenção preventiva como correctiva.
- A aprovação e supervisão dos planos necessários para a colocação em serviço de novas instalações.
- As empresas proprietárias de elementos do sistema de produção – transporte deverão cumprir as instruções do GS relativas à operação dos ditos elementos.

As instruções emitidas aos diferentes agentes de mercado deverão ficar devidamente registadas em equipamentos previstos para esse efeito.

10.6 OPERAÇÃO DA REDE

10.6.1 ESTADOS POSSÍVEIS DA REDE

De acordo com o indicado no procedimento “Funcionamento do Sistema”, o estado da rede pode ser um dos seguintes:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergência.
- Estado de reposição.

Para cada um destes estados indicam-se de seguida as operações que se devem realizar.

10.6.2 OPERAÇÃO EM ESTADO NORMAL

Nesta situação, a operação da rede deve visar a estabilização num ponto de funcionamento que garanta o cumprimento dos critérios de segurança, mediante o controlo das tensões, dos trânsitos de energia e da adopção oportuna de medidas preventivas decorrentes da análise de contingências em tempo real.

Todas as manobras que devam ser realizadas na RNT devem contar com a anuência prévia do GS, excepto aquelas cuja necessidade se fique a dever à existência de risco iminente para a segurança das pessoas ou das instalações. Neste caso a empresa que as execute deverá informar posteriormente o GS no período de tempo mais curto possível.

10.6.3 OPERAÇÃO EM ESTADO DE ALERTA

Nesta situação todas as manobras na RNT serão, para devolver o sistema ao seu estado normal ou para minimizar as consequências caso o estado do sistema evolua para o de emergência ou de reposição. Para tal o GS determinará as acções mais adequadas sobre a topologia de rede e o perfil de geração e emitirá, para as empresas responsáveis pelas instalações, as instruções necessárias para execução das manobras requeridas.

O processo de detecção e correcção duma situação de alerta é o seguinte:

- Avaliação dos riscos potenciais que derivam da ocorrência de determinadas contingências.
- Determinação e análise de possíveis medidas correctivas e preventivas.
- Aplicação das medidas correctivas e preventivas requeridas.

10.6.3.1 AVALIAÇÃO DOS RISCOS POTENCIAIS

Uma vez determinadas as contingências que provoquem violações dos limites estabelecidos no ponto 1, identificar-se-ão, para cada uma delas as possíveis repercussões sobre o sistema eléctrico.

Estabelecer-se-á um nível de risco especial para as contingências que impliquem incidentes de grande amplitude com consequências potencialmente importantes, podendo ocasionar:

- Um incidente generalizado (disparos em cadeia, colapso de tensão, perda de estabilidade que possa levar à perda duma grande parte do sistema, etc.).
- Um incidente de grande amplitude, considerando como tal o que, sem chegar a degenerar num incidente generalizado, pode afectar uma parcela importante do mercado ou da RNT.

Na avaliação do risco de cada uma das contingências prestar-se-á especial atenção às circunstâncias que possam incrementar a probabilidade da sua ocorrência, tais como:

- Condições atmosféricas adversas (descargas atmosféricas, vento, neve, gelo, etc.).
- Risco de incêndio que possa afectar as instalações, respectivos elementos e/ou equipamentos.

- Anomalias identificadas em equipamentos.
- Trabalhos em tensão.
- Alertas especiais relacionados com sabotagens.

10.6.3.2 DETERMINAÇÃO E ANÁLISE DAS POSSÍVEIS MEDIDAS CORRECTIVA E PREVENTIVAS

Em todos os casos em que uma determinada contingência possa ocasionar um incidente generalizado ou de grande amplitude num sistema o GS deve elaborar um plano de salvaguarda para reduzir tanto quanto possível as consequências que derivem das contingências indicadas.

Estes planos de salvaguarda contemplarão as acções preventivas e/ou correctivas, que deverão aplicar-se na operação com o objectivo de se garantir a segurança do sistema (alteração da topologia da rede, redespachos de geração, reposição de emergência de elementos indisponíveis, transferência de consumos para outras instalações, modificação de programas estabelecidos na interligação, activação da interruptibilidade de cargas, etc.).

Nos casos em que a segurança do sistema, perante as contingências, possa ser controlada de forma rápida mediante a aplicação de medidas correctivas na pós-contingência (alteração da topologia da rede, redespacho de geração, transferência de consumos para outras instalações, activação da interruptibilidade de cargas, etc.), não será necessário tomar medidas correctivas mais dispendiosas.

Quando as contingências possam provocar um incidente generalizado ou um incidente de grande amplitude e as possíveis acções correctivas pós-contingência não se possam efectivar num espaço de tempo razoavelmente curto, como seria o caso de requerer-se a ligação dum novo grupo térmico, será necessário adoptar medidas preventivas. Estas medidas poderão passar pela mobilização de novas unidades de produção, inicialmente não incluídas na programação, a modificação de programas previstos na interligação, etc. Quando forem possíveis diversas soluções, será concretizada aquela que introduza menor sobrecusto no sistema.

10.6.3.3 APLICAÇÃO DAS ACÇÕES CORRECTIVAS E PREVENTIVAS

Quando seja necessário adoptar medidas correctivas ou preventivas, estas deverão aplicar-se o mais cedo possível, em particular se ocorrem em circunstâncias especiais que incrementam a probabilidade da ocorrência de outras contingências.

Uma vez tomada a decisão de execução das medidas mencionadas, o GS dará as instruções oportunas às empresas afectadas, que deverão responsabilizar-se pelo seu rápido e eficaz cumprimento.

Se as empresas responsáveis pelo cumprimento das ditas instruções encontrarem algum inconveniente para a sua concretização, comunicarão ao GS essa circunstância com a maior brevidade possível.

Perante uma eventualidade deste tipo o GS determinará as alternativas de operação que devem executar.

10.6.4 OPERAÇÃO EM ESTADO DE EMERGÊNCIA

Durante a operação, no caso do sistema se encontrar no estado de emergência, o GS dará prioridade ao restabelecimento urgente da segurança até devolver o sistema ao seu estado normal.

Nesta situação, o GS tomará as medidas que estime necessárias, actuando sobre o sistema de produção e transporte, para conseguir, da forma mais rápida possível, que as variáveis de controlo de segurança do SEN voltem ao seu estado normal.

As actuações serão análogas às indicadas no ponto 10.6.3, só que dará prioridade às medidas que se mostrem mais eficazes considerando que a rapidez da sua implementação é essencial quando as violações existentes dos critérios de segurança são graves.

No caso de produzir-se alguma interrupção no fornecimento de energia eléctrica motivada por um incidente na RNT, o GS dará as instruções necessárias às empresas afectadas e coordenará as suas actuações para conseguir a reposição de serviço duma forma segura e no menor espaço de tempo possível.

10.6.5 ACTUAÇÃO EM ESTADO DE REPOSIÇÃO

O processo de reposição será coordenado e dirigido em todo o momento pelo GS até devolver o sistema ao estado normal de operação.

Uma vez detectada a perda de consumos numa determinada zona ou na totalidade do sistema, o GS atenderá prioritariamente à reposição urgente do fornecimento eléctrico.

No estado de reposição o GS, com o contributo das empresas com instalações afectas à RNT, os produtores e operadores das redes de distribuição, actuará sobre os elementos da RNT da seguinte forma:

- Activa os Planos de Reposição de Serviço (PRS) correspondentes, quando estes sejam aplicáveis nas características e/ou extensão do incidente, podendo o GS complementá-los ou modificá-los quando as circunstâncias assim o aconselhem.
- Caso não existam PRS específicos, coordena as manobras de reposição dando as instruções de despacho necessárias, baseando as suas decisões na sua própria experiência e nas ferramentas de ajuda de que disponha.

- Quando o sistema se encontre em estado de reposição, o primeiro objectivo será manter, ou recuperar a continuidade das interligações com Espanha. Para isso, o GS tomará as medidas que sejam precisas para eliminar as condições de operação que ponham em risco a continuidade das interligações. Se preciso, anulará os programas de trocas estabelecidos na interligação solicitando energia de apoio se tal se revelar necessário, nos termos indicados em cada procedimento acordado com o OS correspondente.
- Implementa as medidas necessárias para conseguir, o mais cedo possível, o equilíbrio entre a geração e o consumo, evitando o uso prolongado do apoio fornecido pelos sistemas interligados, através das respectivas interligações internacionais.
- Adopta as medidas adequadas para assegurar a alimentação dos serviços auxiliares do parque electroprodutor de modo geral, e com carácter prioritário no caso das centrais térmicas.
- Suspende as indisponibilidades em curso que possam ter incidência no processo de reposição.

Adicionalmente, cada sala de comando do GS tomará as medidas necessárias para assegurar o correcto funcionamento dos sistemas informáticos, das vias de telecomunicações e da alimentação eléctrica da própria sala e das instalações vitais.

Se uma sala de comando do GS ficar inabilitada para operar, será a sala de comando de emergência quem assume temporariamente as funções daquele, informando dessa eventualidade o OS vizinho. Cada sala de comando deverá estabelecer os procedimentos operativos para a correcta operação do seu centro de controlo de emergência.

Cada sala de comando alertará os responsáveis das diferentes instalações e serviços para que de uma forma coordenada possibilitem uma rápida intervenção.

10.7 CONTROLO DAS TENSÕES NA REDE

Os critérios de operação para o controlo das tensões na RNT encontram-se estabelecidos no ponto 1.

O GS deverá supervisionar em tempo real as tensões nos diferentes nós da rede de forma a que estas se ajustam aos valores da programação diária realizada D-1 para o dia D. Devendo garantir que se cumprem os critérios de segurança e funcionamento para a operação do sistema eléctrico exigíveis, de acordo com o estabelecido no ponto 1.4.

Para isso o GS dará em tempo real as instruções necessárias para a operação dos meios de controlo de tensão, tais como:

- Manobras dos elementos de compensação de reactiva ligados à RNT ou ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores pertencentes à mesma.
- Ligar/desligar de baterias de condensadores.
- Manobras de linhas da RNT.
- Mudança nas tomadas de regulação nos transformadores.

Os fornecedores do serviço complementar de controlo de tensão da RNT deverão informar o GS, no menor espaço de tempo possível, de qualquer circunstância que possa afectar a disponibilidade e utilização dos elementos de controlo da tensão sua propriedade.

10.8 MEDIDAS DE OPERAÇÃO PARA GARANTIR A SATISFAÇÃO DO CONSUMO EM SITUAÇÕES DE ALERTA E DE EMERGÊNCIA

No âmbito da aplicação deste procedimento de operação, entende-se que o SEN se encontra numa situação de emergência no abastecimento dos consumos, quando existe uma violação dos critérios de funcionamento e segurança definidos no ponto 1, ou uma elevada probabilidade de que esta ocorra, ou sempre que esteja associado um risco objectivo para a garantia do fornecimento no conjunto do sistema ou de áreas importantes do mesmo, e ao mesmo tempo se produza ou se possa produzir o esgotamento dos recursos necessários ao abastecimento eléctrico do consumo.

Analogamente entende-se que o SEN se encontra em situação de alerta no abastecimento dos consumos se a ocorrência de alguma das contingências consideradas neste procedimento conduzir à situação de emergência anteriormente definida.

Neste procedimento indicam-se medidas de operação que se podem adoptar, independentemente da sua execução poder derivar da aplicação deste ou de outros procedimentos de operação em vigor, consoante se esteja numa situação de alerta ou emergência do abastecimento dos consumos.

Pela sua própria natureza algumas das medidas aplicar-se-ão simultaneamente e outras de forma sequencial, considerando-se orientativa a ordem pela qual são apresentadas neste procedimento, competindo ao GS determinar a sequência temporal da sua aplicação bem como a sua implementação em função das condições de operação efectivamente existentes. Adicionalmente o GS realizará a implementação das medidas de operação com a antecedência possível, dentro do processo da resolução de restrições técnicas, se for tecnicamente executável, ou caso não seja, nos mercados de operação ou mecanismos de tempo real cuja gestão seja responsável.

10.8.1 SITUAÇÕES DE ALERTA NO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS A CURTO PRAZO

- Solicitar ao INAG a possibilidade de incrementar o desarmazenamento nas albufeiras de cabeceira.
- Interromper indisponibilidades na rede de transporte e de distribuição, caso exista essa possibilidade, sempre que estas contribuam para o aumento da segurança do sistema.
- Estabelecer as limitações necessárias à produção de grupos geradores e/ou à bombagem das centrais hidráulicas reversíveis baseadas na garantia do fornecimento a curto prazo.
- As limitações anteriores serão complementares das limitações que sobre estas unidades se estabeleçam por razões de segurança a curto prazo, na aplicação de outros procedimentos de operação vigentes.

- Modular a produção hidráulica para obter a máxima capacidade de produção nas horas de ponta.
- Quando exista um nível baixo nas reservas hidráulicas será preciso programar turbinamento em determinadas albufeiras de forma a garantir-se a existência de cota noutros dependentes daqueles, para que seja possível produzir à máxima potência hidráulica nas horas de maior consumo.
- Bombar com as centrais hidráulicas reversíveis nas horas de menor consumo até à máxima capacidade disponível, com o objectivo de incrementar a reserva hidráulica nestas centrais para enfrentar a ponta em condições adequadas.
- Interromper os programas de exportação nas horas em que a existência destes represente um dispêndio de reservas energéticas incompatível com a garantia de fornecimento de energia eléctrica e o funcionamento seguro do sistema no curto prazo.
- Dar instruções às empresas de distribuição para que requeiram aos geradores em regime especial a entrega da sua potência máxima disponível e o acoplamento de todos os meios de compensação de reactiva.
- O GS poderá executar programas de importação de energia eléctrica, a partir de sistemas externos interligados, que complementem os programas comerciais de importação estabelecidos pelos agentes até ao limite da capacidade da interligação, sempre que o preço da energia das referidas trocas se justifiquem por razões de garantia do fornecimento de energia eléctrica no curto prazo e sempre que não exista reserva térmica disponível no SEN.
- Aplicar a interruptibilidade ao nível nacional ou regional, conforme o caso, aos clientes aderentes a este tipo de tarifa.

10.8.2 SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA NO ABASTECIMENTO DOS CONSUMOS

- Adoptar as medidas precisas para obter o máximo de operacionalidade nas subestações críticas previamente identificadas pelo GS e possibilitar o arranque autónomo das centrais contempladas nos planos de reposição de serviço – incremento da disponibilidade ou mobilidade do pessoal de operação ou qualquer outra acção que se estime necessária.
- Solicitar energia de apoio aos sistemas vizinhos.
- Caso exista o risco de colapso de tensão, GS poderá dar instruções às empresas de distribuição para bloquearem os reguladores automáticos de tomadas dos transformadores, quando tal for tecnicamente possível, desde que esta medida não implique riscos maiores para o fornecimento de energia.
- Solicitar aos operadores das redes de distribuição o abaixamento da tensão de entrega na MT com o objectivo de reduzir a carga.
- Deslastre selectivo de cargas. Nos termos e condições estabelecidos no ponto 1.

10.9 MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUÇÃO

Com o objectivo de fazer face a situações não previstas neste procedimento ou por quaisquer outras razões devidamente justificadas, GS poderá adoptar as decisões que considere mais adequadas, justificando a sua actuação *a posteriori* perante os agentes afectados e informando a ERSE através de relatório específico.

Manual de Procedimentos
do
Acerto de Contas

Dezembro de 2008

ÍNDICE

1 DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS 1

1.1 Âmbito de Aplicação 1

1.2 Objecto do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas 1

1.2.1 Conteúdo do Manual de Procedimentos 1

1.2.2 Avisos do Acerto de Contas 2

1.3 Entidades abrangidas 2

2 ADESÃO AO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS 3

2.1 Agentes de Mercado 3

2.2 Condições para Adesão ao Sistema do Acerto de Contas 4

2.2.1 Pedido de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas 4

2.2.2 Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas 4

2.2.3 Procedimentos de verificação das condições de adesão ao Sistema de Acerto de Contas 5

2.2.4 Codificação dos Agentes de Mercado 5

3 INSCRIÇÃO E CANCELAMENTO DE UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO NO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS 7

3.1 Unidade de Programação para a aquisição ou venda de energia eléctrica 7

3.1.1 Unidade de Programação dos Comercializadores 7

3.1.2 Unidade de Programação dos Comercializadores de Último Recurso 7

3.1.3 Unidade de Programação dos Consumidores ou de entidades abastecidas por co-geradores 7

3.1.4 Unidade de Programação para aquisição de energia de bombagem 7

3.1.5 Unidade de Programação para venda de energia por instalações de produção em regime ordinário 7

3.1.6 Unidade de Programação para venda de energia por instalações de produção em regime especial 8

3.1.7 Unidade de Programação Genérica 8

3.2 Inscrição de Unidades de Programação 8

3.3 Alteração das Unidades de Programação 9

3.4 Cancelamento de Unidades de Programação 9

3.5 Codificação das Unidades de Programação 9

4 INSCRIÇÃO E CANCELAMENTO DE UNIDADES FÍSICAS NO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS 11

4.1 Inscrição de Unidades Físicas 11

4.2 Alteração de Unidades Físicas 11

4.3 Cancelamento de Unidades Físicas 12

4.3.1 Codificação das Unidades Físicas 12

5 SUSPENSÃO E RESCISÃO DO CONTRATO DE ADESÃO 13

5.1 Suspensão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas 13

5.1.1 Situações de incumprimento 13

5.1.2 Prazos para regularização de situações de incumprimento 13

5.1.3 Suspensão 13

5.1.4 Fim da suspensão 14

5.1.5 Rescisão ocasionada por suspensão 14

5.2 Rescisão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas 14

5.3 Extinção do contrato de adesão 14

6 RELACIONAMENTO COM O OPERADOR DE MERCADO DIÁRIO E INTRADIÁRIO 15

6.1 Informação remetida pelo Operador de Mercado Diário e Intradiário para o Acerto de Contas 15

6.1.1 Verificação da informação enviada pelo Operador de Mercado Diário e Intradiário 15

6.1.1.1 Verificação das Unidades de Programação 15

6.1.1.2 Verificação das Garantias 15

6.1.1.3 Verificação da Energia Transitada na Interligação 15

6.1.1.4 Verificação da Energia Máxima Transaccionada 15

6.1.2 Horários de Comunicação 16

6.2 Informação disponibilizada pelo Acerto de Contas ao Operador de Mercado Diário e Intradiário 16

6.3 Articulação com o Operador de Mercado Diário e Intradiário 16

7 RELACIONAMENTO COM A ENTIDADE GESTORA DOS LEILÕES DE CAPACIDADE VIRTUAL DE PRODUÇÃO 17

7.1 Generalidades 17

7.2 Condições prévias 17

7.3 Obrigações de comunicação com o Acerto de Contas 17

7.4 Detalhes da comunicação com o Acerto de Contas 17

8 RELACIONAMENTO COM OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 19

8.1 Informação de Contagem de Energia 19

8.1.1 Informação de consumos no mercado, no âmbito do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados 19

8.1.2 Informação do Acerto de Contas para o Operador da Rede de Distribuição 19

8.1.3 Informação do Operador da Rede de Distribuição para o Acerto de Contas 19

8.1.4 Metodologia de transferência de informação 19

8.2 Ocorrências que possam impedir a normal exploração das redes de distribuição 22

8.3 Articulação com os Operadores das Redes de Distribuição para efeito de comunicação de Contratos de Uso das Redes 22

8.4 Articulação com os Operadores das Redes de Distribuição para efeito de comunicação de Contratos de Fornecimento de clientes MAT 22

9 RELACIONAMENTO COM O GESTOR DE SISTEMA 23

9.1 Informação fornecida pelo Acerto de Contas ao Gestor de Sistema 23

9.2 Informação disponibilizada pelo Gestor de Sistema ao Acerto de Contas 23

10 RELACIONAMENTO COM OS AGENTES DE MERCADO 25

10.1 Contratos Bilaterais 25

10.1.1 Âmbito 25

10.1.2 Disposições gerais 25

10.1.3 Informação de celebração e rescisão de contratos bilaterais 26

10.1.3.1 Agentes de Mercado contraentes 26

10.1.3.2 Submissão da informação de celebração de contratos bilaterais entre Agentes de Mercado 26

10.1.3.3 Aceitação da informação 26

10.1.3.4 Verificação do momento da recepção da informação de celebração de contratos bilaterais 26

10.1.3.5 Verificação das entidades contraentes 26

10.1.3.6 Verificação da compatibilidade do contrato bilateral com as capacidades limite respectivamente no ponto de destino e no ponto de origem 26

10.1.3.7 Verificação das garantias de pagamento 26

10.1.3.8 Codificação dos contratos bilaterais 26

10.1.3.9 Submissão da informação de rescisão de contratos bilaterais 26

10.1.3.10 Confidencialidade 27

10.1.4 Articulação entre o Acerto de Contas e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição 27

10.1.5 Comunicações da concretização de contratos bilaterais 27

10.1.5.1 Agentes de Mercado contraentes 27

10.1.5.2 Objecto e conteúdo das comunicações 27

10.1.5.3 Apresentação das comunicações 27

10.1.5.4 Aceitação das comunicações 28

10.1.5.5 Confidencialidade 28

10.1.5.6 Divulgação de informação 28

10.2 Informação de Programação disponibilizada pelo Acerto de Contas para os Agentes de Mercado 29

10.3 Factos Susceptíveis de Influenciar o Funcionamento do Mercado ou a Formação dos Preços 29

10.3.1 Informação a comunicar pelos Agentes de Mercado 29

10.3.2 Modo de divulgação 29

11 INFORMAÇÃO A DIVULGAR 31

12 PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO 33

12.1 Âmbito e objecto 33

12.2 Características gerais da liquidação 33
12.2.1 Unidade monetária utilizada no SIAC 33
12.2.2 Rubricas da liquidação 33
12.2.2.1 Energias 33
12.2.2.2 Preços do mercado diário 33
12.2.2.3 Desvios 34
12.2.2.4 Resolução de restrições técnicas na rede 34
12.2.2.5 Impostos 34
12.2.3 Arredondamentos dos itens de liquidação 34
12.2.4 Agregação dos itens de liquidação e aplicação do IVA 34
12.3 Contratação no mercado organizado 34
12.3.1 Disposições gerais 34
12.4 Contratos bilaterais 35
12.4.1 Disposições gerais 35
12.5 Gestão de desvios 35
12.5.1 Tipos de desvio 35
12.5.2 Cálculo das energias de desvio dos Agentes de Mercado 35
12.5.3 Valorização das energias de desvio dos Agentes de Mercado 36
12.5.4 Agravamento da valorização dos desvios de Unidades de Programação Genéricas 37
12.5.4.1 Agravamento na Fase 1 38
12.5.4.2 Agravamento na Fase 2 38
12.6 Mecanismos de gestão de desvios em tempo real 38
12.6.1 Funcionamento geral 38
12.6.2 Estrutura dos custos de regulação 39
12.6.2.1 Regulação Primária 39
12.6.2.2 Regulação Secundária 39
12.6.2.3 Regulação Terciária 40
12.6.3 Custos horários de regulação 41
12.6.4 Imputação dos custos de regulação 42
12.6.4.1 Custos fixos 42
12.6.4.2 Custos variáveis 43
12.7 Medição de energia 44
12.7.1 Considerações e princípios de base 44
12.7.2 Cálculo da energia entregue à rede eléctrica de serviço público 45
12.7.3 Cálculo da energia recebida da rede eléctrica de serviço público 45
12.8 Resolução de restrições técnicas 45
12.8.1 Considerações gerais 45
12.8.2 Sobrecustos para o SEN por resolução de restrições técnicas durante a fase de verificação técnica do PDBF 45

12.8.2.1 Responsabilidade pelo pagamento dos sobrecustos 45
12.8.2.2 Obtenção do sobrecusto para o SEN, resultante da resolução de restrições técnicas durante a verificação técnica do PDBF 46
12.8.2.3 Fase 1 – Direitos de recebimento e obrigações de pagamento 46
12.8.2.4 Fase 2 – Direitos de recebimento e obrigações de pagamento 47
12.8.2.5 Alterações sem incidência económica 48
12.8.3 Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário 48
12.8.4 Resolução de restrições técnicas em tempo real 48
12.8.4.1 Responsabilidade pelo pagamento dos sobrecustos 48
12.8.4.2 Obtenção do sobrecusto resultante para o SEN da resolução de restrições técnicas em tempo real 48
12.8.4.3 Direitos de recebimento e obrigações de pagamento na resolução de restrições técnicas em tempo real 48
12.8.4.4 Pagamentos e recebimentos aos agentes que resolvem as restrições 49
12.9 Liquidação mensal 49
12.9.1 Nota de liquidação mensal 49
12.9.2 Contestação à nota de liquidação mensal 49
12.9.3 Conteúdo da nota de liquidação mensal 49
12.9.4 Liquidações provisórias e definitivas 50
13 SISTEMA DE PAGAMENTOS, RECEBIMENTOS E GARANTIAS 51
13.1 Procedimentos Gerais 51
13.1.1 Liquidação e facturação 51
13.1.2 Características da facturação 51
13.1.3 Obrigações dos Agentes de Mercado devedores 51
13.1.4 Direitos dos Agentes de Mercado credores 51
13.1.5 Conta designada para recebimentos e pagamentos 51
13.1.6 Regime para os pagamentos em mora 51
13.2 Procedimentos relativos às garantias 52
13.2.1 Constituição de Garantias 52
13.2.2 Manutenção de Garantias 52
13.2.3 Cobertura das Garantias 52
13.2.4 Garantias a prestar pelos Agentes de Mercado 52
13.2.5 Espécies de Garantias 53
13.2.6 Determinação do montante das garantias e respectiva constituição 53
13.2.6.1 Cálculo do valor mínimo para a garantia inicial 53
13.2.6.2 Verificação diária da suficiência da garantia apresentada 54
13.2.7 Manutenção e actualização das garantias 55
13.2.8 Gestão de Garantias 55
13.2.9 Critérios de Actuação em caso de Incumprimentos de Pagamento 55
13.2.10 Atrasos nos Pagamentos e Juros de Mora 55

13.2.11 Incumprimento Prolongado nos Pagamentos por Realizar 55
14 DESCRIÇÃO FUNCIONAL DO SISTEMA DE INFORMAÇÃO DO ACERTO DE CONTAS – SIAC 57
14.1 Características gerais 57
14.2 Meios de Comunicação 57
14.3 Equipamentos e programas operativos 57
14.3.1 Garantia Operacional 57
14.3.2 Desempenho 58
14.3.3 Segurança 58
14.3.4 Escalabilidade e Flexibilidade 58
14.3.5 Interface amigável com o utilizador 58
14.4 Redes e comunicações 58
14.4.1 Rede local 58
14.4.2 Comunicações com o exterior 58
15 FLUXOS DE INFORMAÇÃO 59
15.1 Critérios para estabelecimento de um fluxo de informação 59
15.2 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e o Gestor de Sistema 59
15.2.1 Do Acerto de Contas para o Gestor de Sistema 59
15.2.2 Do Gestor do Sistema para o Acerto de Contas 59
15.3 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e os Operadores de Mercado 60
15.3.1 Dos Operadores de Mercado para o Acerto de Contas 60
15.3.2 Do Acerto de Contas para os Operadores de Mercado 60
15.4 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e os Operadores das Redes de Distribuição 60
15.4.1 Dos Operadores das Redes de Distribuição para o Acerto de Contas 60
15.4.2 Do Acerto de Contas para os Operadores das Redes de Distribuição 60
15.5 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e os Agentes de Mercado 60
15.5.1 Do Acerto de Contas para os Agentes de Mercado 60
15.5.2 Dos Agentes de Mercado para o Acerto de Contas 61
15.5.3 Língua a utilizar nas comunicações entre o Acerto de Contas e os Agentes de Mercado 61
16 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS 63
16.1 Resolução extra judicial de conflitos 63
16.2 Arbitragem voluntária 63
17 NORMA TRANSITÓRIA 65
ANEXOS 67
I. LISTA DE INFORMAÇÃO COMERCIALMENTE SENSÍVEL OBTIDA NO EXERCÍCIO DA FUNÇÃO ACERTO DE CONTAS 69

II. MINUTA DO PEDIDO DE ADESÃO AO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS 71

III. CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS 73

IV. GLOSSÁRIO 79

1 DISPOSIÇÕES E PRINCÍPIOS GERAIS

1.1 Âmbito de Aplicação

As disposições do presente Manual de Procedimentos aplicam-se ao exercício das actividades desenvolvidas no âmbito do Sistema do Acerto de Contas, conforme estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Consideram-se como desenvolvidas no âmbito do Sistema do Acerto de Contas as actividades referentes a:

- Condições para o exercício da actividade de Agente de Mercado;
- Informação de celebração e comunicação da concretização de contratos bilaterais;
- Recepção da informação do Operador de Mercado Organizado relativa às contratações de energia eléctrica realizadas pelos Agentes de Mercado;
- Gestão de desvios;
- Liquidação de serviços de sistema;
- Liquidação de sobrecustos de resolução de restrições técnicas;
- Recepção e divulgação da informação dos Agentes de Mercado e dos operadores das redes e dos mercados relativamente aos factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços;
- Liquidação e facturação relativas às actividades desenvolvidas no âmbito do Sistema do Acerto de Contas;
- Metodologia de estabelecimento e manutenção das Garantias a apresentar pelos agentes de mercado.

1.2 Objecto do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas

O presente Manual de Procedimentos do Acerto de Contas estabelece as disposições aplicáveis ao funcionamento das actividades desenvolvidas pelo operador da rede de transporte, no âmbito da sua função de Acerto de Contas.

O presente Manual de Procedimentos do Acerto de Contas tem por objectivo definir as regras de funcionamento do Sistema do Acerto de Contas aplicáveis às entidades abrangidas, com o âmbito definido no ponto anterior, de acordo com o disposto no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento de Operação das Redes, no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e no Regulamento Tarifário.

1.2.1 Conteúdo do Manual de Procedimentos

De modo a concretizar o seu objecto, o Manual de Procedimentos do Acerto Contas inclui, nomeadamente, as seguintes matérias:

- Condições gerais do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto Contas e procedimentos de verificação das condições de adesão;
- Descrição dos procedimentos de suspensão e de rescisão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto Contas;
- Modalidades e procedimentos para comunicação, pelos agentes, da celebração e concretização de contratos bilaterais;
- Modalidades e procedimentos para comunicação, pelo Operador de Mercado, dos resultados do Mercado Organizado;
- Gestão económica dos desvios de energia eléctrica;

- Especificação da informação objecto de recolha, registo e divulgação, assim como, os respectivos procedimentos;
- Procedimentos de liquidação relativos às actividades desenvolvidas no âmbito do Sistema do Acerto Contas;
- Estabelecimento e verificação de garantias de pagamento.

1.2.2 Avisos do Acerto de Contas

Em complemento às disposições do presente Manual de Procedimentos, e de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais, o Acerto de Contas pode emitir normas complementares, sob a forma de Avisos do Acerto de Contas, com prévia aprovação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, tendo em vista a concretização de matérias que entenda constituírem detalhe operacional, desde que sejam objecto de identificação no presente Manual de Procedimentos, nomeadamente as seguintes:

- Informação, formatos, conteúdos, horários, procedimentos e meios de comunicação a utilizar nas comunicações entre o Acerto de Contas e os Operadores de Mercado;
- Formatos, conteúdos, horários, procedimentos e meios de comunicação a utilizar nas comunicações operacionais entre os Agentes de Mercado e o Acerto de Contas, designadamente para efeitos de:
  - Celebração, rescisão e concretização de contratação bilateral;
  - Informação de programação;
  - Informação sobre factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços;
- Minutas de Declarações de informação a prestar ao Acerto de Contas pelos Agentes de Mercado;
- Fluxos de informação entre a entidade gestora dos leilões de capacidade virtual de produção e o Acerto de Contas;
- Modalidades de prestação de garantias de pagamento.

1.3 Entidades abrangidas

Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do Manual de Procedimentos do Acerto Contas as seguintes entidades:

- O operador da rede de transporte, nas suas funções de Acerto de Contas e Gestor de Sistema;
- Os Agentes de Mercado;
- Os Operadores dos Mercados Organizados de energia eléctrica;
- Os Operadores das Redes de Distribuição;
- A Entidade Gestora dos Leilões de Capacidade virtual de Produção.

2 ADESÃO AO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS

Todas as entidades que pretendam participar nos mercados organizados ou transaccionar energia eléctrica através de contratação bilateral devem obter a condição de Agente de Mercado.

A obtenção da condição de Agente de Mercado produz efeitos com a celebração de um contrato com o operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, onde se definem as condições técnicas e comerciais necessárias à sua participação no Sistema do Acerto de Contas.

Os Agentes de Mercado, através da celebração do correspondente contrato com o operador da rede de transporte, obrigam-se a cumprir o estabelecido no presente Manual de Procedimentos bem como o estabelecido em todas as disposições legislativas e regulamentares associadas.

2.1 Agentes de Mercado

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro, bem como nos Regulamentos do Acesso às Redes e às Interligações, de Operação das Redes e de Relações Comerciais, entende-se como Agente de Mercado uma entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades:

a) Produtor em Regime Ordinário — Entidade titular de licença de produção de energia eléctrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto;

b) Produtor em Regime Especial — Entidade titular de licença de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, resíduos, co-geração ou produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica;

c) Co-gerador — Entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, com as modificações nele introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 313/01, de 10 de Dezembro de 2001;

d) Comercializador — Entidade titular de licença de comercialização ou registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros;

e) Comercializador de Último Recurso — Entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto;

f) Agente Comercial — Actividade exercida pela entidade concessionária da RNT, ou por entidade que a venha a substituir, enquanto responsável pela compra de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica;

g) Clientes ou entidades abastecidas por co-geradores;

h) Outros agentes dos mercados organizados, não mencionados nas alíneas anteriores, que cumpram os requisitos previstos na legislação e regulamentação nacionais.

2.2 Condições para Adesão ao Sistema do Acerto de Contas

Todas as entidades que pretendam participar no Sistema do Acerto de Contas deverão celebrar um contrato com o operador da rede de transporte.

A participação no Sistema do Acerto de Contas deverá ser solicitada ao operador da rede de transporte, através do Pedido de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas. O Acerto de Contas disponibiliza, na página da Internet do operador da rede de transporte, minutas do Pedido de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas bem como do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

O pedido de adesão ao Sistema de Acerto de Contas deverá ser acompanhado dos seguintes elementos:

- Documentos comprovativos, com as necessárias autenticações, da capacidade de representação do subscritor do pedido de adesão bem como, posteriormente, da do(s) subscritor(es) do contrato de adesão. Estes documentos devem ser redigidos em língua portuguesa ou acompanhados de tradução oficial na língua portuguesa;
- Cópia autenticada, em instituição portuguesa com capacidade para esse efeito, dos seguintes documentos, quando aplicável:
    - Licença de Produção, emitida pela Direcção Geral de Energia e Geologia, no caso dos produtores;
    - Comprovativo emitido pela Direcção Geral de Energia e Geologia da recepção do pedido indicado no Artigo 3.º do Decreto-Lei nº 33-A/2005 de 16 de Fevereiro de 2005;
    - Licença de Exploração para instalações de co-geração, emitida pela Direcção Geral de Energia e Geologia, nos casos a que se refere a alínea c) do ponto 2.1;
    - Licença de Comercialização de energia eléctrica ou comprovativo do registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, emitido pela Direcção Geral de Energia e Geologia, no caso dos Comercializadores.
- Cópia do Contrato de Uso das Redes e respectivos anexos, quando aplicável e não tendo já sido anteriormente comunicado pelo operador da rede de distribuição;
- Identificação das pessoas responsáveis para efeito do relacionamento com o Acerto de Contas e indicação dos respectivos contactos (a minuta deste formulário será publicada através de Aviso do Acerto de Contas);
- Identificação das Unidades Físicas que pretendem inscrever no Sistema do Acerto de Contas (a minuta deste formulário será publicada através de Aviso do Acerto de Contas), quando aplicável;
- Identificação das Unidades de Programação que pretendem inscrever no Sistema do Acerto de Contas (a minuta deste formulário será publicada através de Aviso do Acerto de Contas), quando aplicável;
- Informação necessária para efeitos de Liquidação e Facturação do Acerto de Contas (a minuta deste formulário será publicada através de Aviso do Acerto de Contas);
- Informação de acesso para Telecontagem, quando aplicável;
- Qualquer outro documento exigível, de acordo com a legislação e regulamentação aplicável.

2.2.1 Pedido de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas

O Pedido de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas deverá ser elaborado de acordo com a minuta que constitui o Anexo II do presente Manual de Procedimentos.

2.2.2 Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas

O Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas será redigido de acordo com as condições gerais que constituem o Anexo III do presente Manual de Procedimentos.

2.2.3 Procedimentos de verificação das condições de adesão ao Sistema de Acerto de Contas

Compete ao Acerto de Contas, no seu relacionamento com os Agentes de Mercado, confirmar que estes cumprem o estabelecido no presente Manual de Procedimentos, em especial que possuem os meios técnicos e económicos necessários ao cumprimento das suas obrigações como Agentes de Mercado.

Após a recepção do Pedido de Adesão, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo requerente. Em particular, deverá verificar e confirmar que os Agentes de Mercado apresentaram toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

O Acerto de Contas deverá, num prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis a contar do dia útil seguinte ao da recepção do Pedido de Adesão ao Acerto de Contas, notificar o requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

a) Completar a documentação apresentada;

b) Prestar esclarecimentos adicionais;

c) Realizar ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das actividades que decorrem da sua participação no Sistema do Acerto de Contas;

d) Apresentar garantia suficiente para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da sua actuação como Agente de Mercado, nos termos estabelecidos no contrato de adesão e no presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão ser prestados nos 15 dias úteis subsequentes ao da notificação efectuada pelo Acerto de Contas. Decorrido esse prazo e na falta de algum dos elementos adicionais, o Pedido de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas será considerado sem efeito.

Após terem sido realizadas as acções e efectuadas as confirmações atrás referidas, o Acerto de Contas informará a entidade requerente, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, de que esta se encontra em condições de subscrever o Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

2.2.4 Codificação dos Agentes de Mercado

Com a celebração do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas, será atribuído um código que identifique univocamente cada Agente de Mercado.

O referido código deverá ser utilizado pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com o Acerto de Contas.

3 INSCRIÇÃO E CANCELAMENTO DE UNIDADES DE PROGRAMAÇÃO NO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS

Os Agentes de Mercado devem inscrever junto do Acerto de Contas todas as unidades de programação que pretendem utilizar nos mercados organizados e de contratação bilateral fornecendo a informação necessária, conforme estabelecido através de Aviso do Acerto de Contas.

Os Agentes de Mercado devem manter actualizada toda a informação fornecida, sob pena de suspensão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

3.1 Unidade de Programação para a aquisição ou venda de energia eléctrica

3.1.1 Unidade de Programação dos Comercializadores

Cada Comercializador poderá deter uma ou mais unidades de programação para aquisição ou venda de energia eléctrica.

Dependendo da natureza da licença ou registo de cada comercializador, a unidade de programação poderá corresponder ao fornecimento de energia eléctrica a clientes.

3.1.2 Unidade de Programação dos Comercializadores de Último Recurso

Para além das unidades do tipo descrito em 3.1.6, cada Comercializador de Último Recurso será detentor de uma única unidade de programação para a realização de aquisições ou vendas de energia eléctrica.

A unidade de programação identificada corresponde ao fornecimento de energia eléctrica aos clientes do comercializador de último recurso, de acordo com as demais condições regulamentares.

3.1.3 Unidade de Programação dos Consumidores ou de entidades abastecidas por co-geradores

Para além das unidades do tipo descrito em 3.1.6, cada consumidor ou entidade abastecida por co-gerador só poderá deter uma única unidade de programação para aquisição de energia eléctrica, a qual corresponderá ao consumo da sua instalação física.

3.1.4 Unidade de Programação para aquisição de energia de bombagem

Um Agente de Mercado que seja proprietário de uma instalação de produção hidroeléctrica dotada de capacidade para bombagem, desde que detenha a respectiva licença para o efeito, poderá ser detentor de uma unidade de programação relativa às aquisições de energia para bombagem.

Considera-se como energia para bombagem a energia consumida pelo grupo reversível durante o processo de bombagem.

Esta unidade de programação será distinta da unidade de programação relativa à produção de energia eléctrica e da unidade de programação relativa ao consumo próprio de energia nos serviços auxiliares da mesma instalação.

3.1.5 Unidade de Programação para venda de energia por instalações de produção em regime ordinário

Será constituída uma unidade de programação por cada grupo de uma central termoeléctrica, entendendo-se por central um conjunto de instalações de produção que pode funcionar autonomamente do resto das instalações com que partilha a ligação à rede de transporte ou de distribuição.

Salvo acordo entre o produtor e o operador da rede de transporte, será constituída uma unidade de programação pelo conjunto de centrais hidroeléctricas que pertençam à mesma bacia

hidrográfica e ao mesmo proprietário. Considera-se proprietário o Agente de Mercado que directamente ou indirectamente detenha em parte ou na totalidade o conjunto de centrais.

3.1.6 Unidade de Programação para venda de energia por instalações de produção em regime especial

Salvo acordo entre o produtor e o operador da rede de transporte, será constituída uma unidade de programação por cada conjunto de centrais de produção em regime especial que utilizem a mesma fonte de energia primária, estejam ligadas à mesma rede e pertençam ao mesmo proprietário e à mesma área de balanço.

O Gestor de Sistema poderá, a todo o tempo, definir ou redefinir as áreas de balanço de produtores em regime especial.

Considera-se proprietário o Agente de Mercado que directamente ou indirectamente detenha em parte ou na totalidade o conjunto de centrais.

3.1.7 Unidade de Programação Genérica

Um Agente de Mercado pode solicitar a inscrição de uma Unidade de Programação Genérica para facilitar a sua participação no mercado organizado.

As unidades de programação genéricas destinam-se a registar temporariamente a assunção pelo Agente de Mercado de compromissos de compra e/ou venda de energia, os quais se obriga posteriormente a converter em operações efectivas com unidades de programação de outro tipo, por meio de mecanismos de contratação bilateral, ou a saldar mediante a participação na sessão diária do mercado organizado.

No termo do prazo de comunicação diário de contratação bilateral, após a sessão diária do mercado diário e intradiário, as unidades de programação genéricas têm obrigatoriamente que apresentar saldo zero, sem o que ficam sujeitas ao pagamento de um agravamento de desvios.

3.2 Inscrição de Unidades de Programação

O Agente de Mercado deverá submeter ao Acerto de Contas, até 10 (dez) dias úteis antes da data em que pretenda iniciar actividade ou inscrever uma nova unidade de programação, um Pedido de Inscrição para as unidades de programação que pretenda ter a actuar no Sistema do Acerto de Contas.

Após a recepção do Pedido de Inscrição, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo requerente. Em particular, deverá verificar e confirmar que os Agentes de Mercado apresentaram toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

O Acerto de Contas deverá notificar o requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

a) Completar a documentação apresentada;

b) Prestar esclarecimentos adicionais;

c) Realizar ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das actividades que decorrem da sua participação no Sistema do Acerto de Contas;

d) Actualizar o valor da garantia do respectivo Agente de Mercado para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da participação de uma nova Unidade de Programação no Sistema do Acerto de Contas, nos termos estabelecidos no contrato de adesão e no presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão ser prestados nos 15 dias úteis subsequentes ao da notificação efectuada pelo Acerto de Contas.

Após terem sido realizadas as acções e efectuadas as confirmações atrás referidas, o Acerto de Contas informará a entidade requerente da data de início de actividade do Agente de Mercado ou da nova Unidade de Programação e comunicará os códigos respectivos.

3.3 Alteração das Unidades de Programação

O Agente de Mercado deverá submeter ao Acerto de Contas, até 10 (dez) dias úteis antes da data em que pretenda efectivar a alteração das unidades de programação, um pedido de alteração.

Após a recepção do Pedido, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo requerente e após terem sido realizadas as confirmações necessárias, o Acerto de Contas informará a entidade requerente da data a partir da qual a alteração terá efeito.

3.4 Cancelamento de Unidades de Programação

O Agente de Mercado deverá submeter ao Acerto de Contas, até 5 (cinco) dias úteis antes da data que pretenda cessar actividade, um Pedido de Cancelamento para as unidades de programação que pretenda retirar do Sistema do Acerto de Contas.

Após a recepção do Pedido de Cancelamento, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e informará a entidade requerente, da data a partir da qual a instalação será retirada do Sistema.

3.5 Codificação das Unidades de Programação

Com a aceitação de um pedido de inscrição de unidade de programação, será atribuído um código que identifique univocamente cada Unidade de Programação, o qual será estabelecido pelo Gestor de Sistema.

O referido código deverá ser utilizado pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com o Acerto de Contas.

4 INSCRIÇÃO E CANCELAMENTO DE UNIDADES FÍSICAS NO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS

As entidades referidas nas alíneas a), c), f) e h), do ponto 2.1, obrigam-se a inscrever junto do Acerto de Contas todas as unidades físicas a elas associadas e a manter actualizada toda a informação que lhe corresponda, conforme estabelecido através de Aviso do Acerto de Contas, sob pena de suspensão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

4.1 Inscrição de Unidades Físicas

O Agente de Mercado deverá submeter ao Acerto de Contas, até 10 (dez) dias úteis antes da data em que pretenda iniciar actividade, um Pedido de Inscrição para as Unidades Físicas que pretenda ter a actuar no Sistema do Acerto de Contas.

O Pedido de Inscrição deverá ser acompanhado, quando aplicável, de:

- Cópia autenticada, em instituição portuguesa com capacidade para esse efeito, dos seguintes documentos:
  - Licença de Produção, emitida pela Direcção Geral de Energia e Geologia, no caso dos produtores;
  - Licença de Exploração para instalações de co-geração, emitida pela Direcção Geral de Energia e Geologia, nos casos a que se refere a alínea c) do ponto 2.1;
- Cópia do Contrato de Uso das Redes e respectivos anexos;
- Informação de acesso para Telecontagem.

A apresentação dos documentos anteriormente referidos não se torna necessária, quando já tenham sido apresentados no âmbito do procedimento previsto em 2.2.

Após a recepção do Pedido de Inscrição, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo requerente. Em particular, deverá verificar e confirmar que os Agentes de Mercado apresentaram toda a documentação e informação exigida pelo presente Manual de Procedimentos.

O Acerto de Contas deverá notificar o requerente, de forma fundamentada, da eventual necessidade de:

a) Completar a documentação apresentada;

b) Prestar esclarecimentos adicionais;

c) Realizar ensaios de verificação e aceitação dos meios técnicos e dos equipamentos necessários à realização das actividades que decorrem da sua participação no Sistema do Acerto de Contas;

d) Actualizar o valor da garantia do respectivo Agente de Mercado para dar cobertura às obrigações económicas que venham a decorrer da participação desta Unidade Física no Sistema do Acerto de Contas, nos termos estabelecidos no contrato de adesão e no presente Manual de Procedimentos.

A informação e esclarecimentos adicionais referidos nas alíneas anteriores deverão ser prestados nos 15 dias úteis subsequentes ao da notificação efectuada pelo Acerto de Contas.

Após terem sido realizadas as acções e efectuadas as confirmações atrás referidas, o Acerto de Contas informará a entidade requerente da data de início de actividade da referida Unidade Física.

4.2 Alteração de Unidades Físicas

O Agente de Mercado deverá submeter ao Acerto de Contas, até 10 (dez) dias úteis antes da data em que pretenda efectivar a alteração das Unidades Físicas, um pedido de alteração.

Após a recepção do Pedido, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e demais informação apresentada pelo requerente e após terem sido realizadas as confirmações necessárias, o Acerto de Contas informará a entidade requerente da data a partir da qual a alteração terá efeito.

4.3 Cancelamento de Unidades Físicas

O Agente de Mercado deverá submeter ao Acerto de Contas, até 5 (cinco) dias úteis antes da data que pretenda cessar actividade, um Pedido de Cancelamento para as Unidades Físicas que pretenda retirar do Sistema do Acerto de Contas.

Após a recepção do Pedido de Cancelamento, o Acerto de Contas analisará toda a documentação e informará a entidade requerente, da data a partir da qual a unidade física será retirada do Sistema.

4.3.1 Codificação das Unidades Físicas

Com a aceitação de um pedido de inscrição de unidade física, será atribuído um código que identifique univocamente cada Unidade.

O referido código deverá ser utilizado pelo Agente de Mercado em todas as comunicações operacionais com o Acerto de Contas.

5 SUSPENSÃO E RESCISÃO DO CONTRATO DE ADESÃO

Compete ao Acerto de Contas garantir que a participação dos Agentes de Mercado no Sistema do Acerto de Contas se processa de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, assim como com as disposições constantes no presente Manual de Procedimentos e dos Avisos do Acerto de Contas emitidos. O incumprimento destas normas e disposições pode implicar a suspensão ou a rescisão do Contrato de Adesão.

A suspensão ou a rescisão do Contrato de Adesão implica que os Agentes abrangidos percam temporária ou definitivamente a possibilidade de transaccionar energia eléctrica através de contratação bilateral ou de participar nos mercados diário e intradiário de energia eléctrica.

5.1 Suspensão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas

O incumprimento, por parte do Agente de Mercado, das disposições constantes do Contrato de Adesão ao Acerto de Contas, bem como do presente Manual de Procedimentos constitui causa de suspensão do referido contrato, sem prejuízo do estipulado para as situações de rescisão.

5.1.1 Situações de incumprimento

Para efeitos de suspensão do Contrato de Adesão, considera-se que um Agente de Mercado incorre em situação de incumprimento sempre que:

a) Não informe o Acerto de Contas de todos os contratos bilaterais que realize, com uma antecedência mínima em relação à data em que pretende iniciar a transacção física de energia, conforme disposto no ponto 10.1.3.2 do presente Manual de Procedimentos;

b) Não informe o Acerto de Contas da rescisão de contratos bilaterais, com a antecedência mínima, em relação à data pretendida, conforme disposto no ponto 10.1.3.9 do presente Manual de Procedimentos;

c) Não comunique ao Acerto de Contas todas as alterações aos elementos apresentados no processo de adesão ou de inscrição de novas unidades;

d) Não comunique ao Acerto de Contas todas as alterações aos elementos constantes do contrato, relativos à identificação, residência ou sede no prazo de 30 (trinta) dias a contar da data da alteração, nos termos previstos na lei;

e) Não proceda aos pagamentos perante o Acerto de Contas dos encargos decorrentes da sua actuação como Agente de Mercado, nos termos do presente Manual de Procedimentos;

f) Não proceda à manutenção das garantias bancárias exigidas pelo Acerto de Contas, de acordo com o disposto no ponto 13.2.7 do presente Manual de Procedimentos;

g) Se encontre em situação de suspensão do Contrato de Uso das Redes, quando aplicável;

h) Não cumpra outras disposições constantes do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas, ou do presente Manual de Procedimentos.

5.1.2 Prazos para regularização de situações de incumprimento

Perante a ocorrência de qualquer uma das situações de incumprimento enumeradas no ponto anterior, o Acerto de Contas notificará o Agente de Mercado envolvido, que disporá do prazo de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da notificação, para fazer prova de que se encontra, de novo, em condições de observar as disposições do Contrato de Adesão bem como do presente Manual de Procedimentos.

5.1.3 Suspensão

Se, após o decurso do prazo estabelecido para regularização das situações de incumprimento, o Agente de Mercado não tiver provado que se encontra, novamente, em condições de observar as disposições do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas bem como do presente Manual de Procedimentos, o Acerto de Contas determinará a sua suspensão, informando-o, por

meio que permita registo, desse facto e dando conhecimento aos Operadores de Mercado e à ERSE.

5.1.4 Fim da suspensão

O Agente de Mercado suspenso dispõe de um prazo de 10 (dez) dias úteis, a contar da data de suspensão, para fazer prova perante o Acerto de Contas de que reúne de novo as condições contratual e regulamentarmente exigíveis para participar no Sistema do Acerto de Contas.

5.1.5 Rescisão ocasionada por suspensão

Após o prazo de 10 (dez) dias úteis a contar da data da suspensão, caso se mantenha o incumprimento, o Acerto de Contas procederá à rescisão do contrato, aplicando as disposições previstas no presente Manual de Procedimentos, facto de que dará conhecimento ao Agente de Mercado, aos Operadores de Mercado e à ERSE.

5.2 Rescisão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas

A rescisão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas, tem lugar sempre que o Agente de Mercado incorra nas seguintes situações:

- Não regularize situações que tenham dado origem à sua suspensão do Sistema, por incumprimento do estabelecido no Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas ou no presente Manual de Procedimentos, no prazo de 10 (dez) dias úteis, de acordo com o disposto no ponto 5.1.5 deste Manual;
- Não mantenha confidenciais todos os dados considerados sigilosos aos quais tenha acesso.

Sempre que ocorra alguma destas situações, o Acerto de Contas procederá à rescisão do contrato, aplicando as disposições previstas no presente Manual de Procedimentos, facto de que dará conhecimento ao Agente de Mercado, aos Operadores de Mercado e à ERSE.

O Agente de Mercado inibido de participar no Sistema do Acerto de Contas por rescisão de Contrato só poderá ser reintegrado no mesmo através da celebração de novo Contrato de Adesão. Para isso deverá apresentar por escrito um novo pedido de adesão no qual deverá demonstrar terem cessado as causas que originaram a rescisão, bem como incluir as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a participação no Sistema do Acerto de Contas.

5.3 Extinção do contrato de adesão

O Contrato de Adesão extingue-se por:

a) Acordo entre as Partes;

b) Caducidade;

c) Rescisão, nos termos previstos no ponto 5.2.

Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:

a) O Agente deixar de deter, consoante o caso:

- Licença de produção;
- Contrato de Uso das Redes;
- Licença de exploração para instalação de co-geração;
- Licença de comercialização de energia eléctrica;

b) O Agente de Mercado deixar de deter a propriedade de qualquer das instalações registadas.

6 RELACIONAMENTO COM O OPERADOR DE MERCADO DIÁRIO E INTRADIÁRIO

6.1 Informação remetida pelo Operador de Mercado Diário e Intradiário para o Acerto de Contas

O Operador do Mercado diário e intradiário deve comunicar ao operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, a seguinte informação:

- Programa diário base resultante do mercado diário (PDBC) - informação relativa ao mercado diário onde se inclui a energia total adquirida/vendida pelas unidades de programação portuguesas;
- Precedência económica do mercado diário - esta informação inclui as ofertas enviadas por Agentes de Mercado Portugueses com a indicação se foram contratadas ou não na sessão diária do mercado organizado;
- Preços marginais do mercado diário;
- Programa incremental do mercado intradiário - informação relativa ao mercado intradiário onde se inclui a energia incremental adquirida/vendida pelas unidades de programação portuguesas;
- Precedência económica do mercado intradiário - esta informação inclui as ofertas enviadas por Agentes de Mercado Portugueses com a indicação se foram contratadas ou não na sessão intradiária do mercado organizado;
- Preços marginais do mercado intradiário;
- Períodos da sessão intradiária anulados pelo Operador de Mercado, comunicação do Operador de Mercado onde estão identificados, para a sessão intradiária em curso, os períodos horários anulados.

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações são acordados entre o operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, e o Operador de Mercado, sendo objecto de descrição por Aviso do Acerto de Contas.

6.1.1 Verificação da informação enviada pelo Operador de Mercado Diário e Intradiário

6.1.1.1 Verificação das Unidades de Programação

Nas comunicações relevantes com o Operador de Mercado, o Acerto de Contas verificará que, no momento da submissão da informação, as Unidades de Programação indicadas mantêm válidas todas as condições de adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

6.1.1.2 Verificação das Garantias

O Acerto de Contas verificará que os Agentes de Mercado incluídos nas comunicações enviadas pelo Operador de Mercado dispõem de garantia válida para fazer face às obrigações decorrentes do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

6.1.1.3 Verificação da Energia Transitada na Interligação

Nas comunicações relevantes com o Operador de Mercado, o Acerto de Contas verificará que a energia transaccionada na interligação não excede os valores da capacidade de interligação disponível comunicados ao Operador de Mercado.

6.1.1.4 Verificação da Energia Máxima Transaccionada

Nos casos em que o ponto de destino corresponde a um consumidor, o Acerto de Contas verificará que, no momento da comunicação e para cada período horário, a energia total declarada para compra é inferior ou igual à máxima capacidade de recepção constante nos registos da base de dados, definida pela potência requisitada.

Nos casos em que o ponto de destino/origem corresponda a um produtor, o Acerto de Contas verificará que, no momento da comunicação e para cada período horário, a energia total declarada para compra/venda é inferior ou igual à máxima capacidade de produção, definida pela potência instalada constante nos registos da base de dados.

6.1.2 Horários de Comunicação

Os horários limite para a realização das trocas de comunicação são acordados entre o operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, e o Operador de Mercado.

6.2 Informação disponibilizada pelo Acerto de Contas ao Operador de Mercado Diário e Intradiário

O operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, disponibilizará ao Operador de Mercado a seguinte informação:

- Contratos Bilaterais, comunicação que inclui todos os contratos bilaterais comunicados pelos Agentes de Mercado ao Acerto de Contas.

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações são acordados entre o operador da rede de transporte, na sua função de Acerto de Contas, e o Operador de Mercado.

Os detalhes sobre os fluxos de informação com o Operador de Mercado são especificados em Aviso do Acerto de Contas.

6.3 Articulação com o Operador de Mercado Diário e Intradiário

O Acerto de Contas obriga-se a comunicar ao Operador de Mercado a inscrição de novos Agentes de Mercado, Unidades de Programação e Unidades Físicas, bem como qualquer alteração a que estas tenham sido sujeitas, nomeadamente a suspensão, rescisão ou alteração de informação considerada relevante para o funcionamento do Mercado Organizado.

O Operador do Mercado diário e intradiário deve comunicar ao Acerto de Contas todos os pedidos de inscrição de Agentes que se lhe dirijam, a fim de acordar as codificações necessárias para a transferência de informação entre as duas entidades.

Os Agentes de Mercado apenas serão autorizados a participar nos mercados diários e intradiários após o Operador de Mercado receber do Acerto de Contas a confirmação de inscrição e autorização de participação no Sistema de Acerto de Contas.

7 RELACIONAMENTO COM A ENTIDADE GESTORA DOS LEILÕES DE CAPACIDADE VIRTUAL DE PRODUÇÃO

7.1 Generalidades

A Entidade Gestora dos Leilões de Capacidade Virtual de Produção deve fornecer ao Acerto de Contas toda a informação necessária para o desempenho da sua função, nomeadamente:

- A informação de celebração dos contratos bilaterais que suportem as aquisições e as vendas ocorridas nos Leilões de Capacidade Virtual de Produção;
- O resultado dos leilões trimestrais, semestrais e anuais efectuados;
- Todas as nomeações por uso dos direitos adquiridos nesses leilões que os agentes efectuarem diariamente.

7.2 Condições prévias

A Entidade Gestora referida deve previamente assegurar-se, junto do Acerto de Contas, que qualquer entidade que pretenda garantir a entrega física da energia eléctrica transaccionada nos Leilões de Capacidade Virtual de Produção celebrou um Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas e tem activada uma Unidade de Programação Genérica nacional, válida.

No âmbito deste processo, o Acerto de Contas comunicará àquela entidade gestora, os códigos dos contratos bilaterais a serem utilizados nas comunicações correspondentes às nomeações dos direitos adquiridos nos leilões.

7.3 Obrigações de comunicação com o Acerto de Contas

A Entidade Gestora será ainda a entidade que fica responsável pela comunicação de celebração do contrato bilateral entre as Unidades Genéricas de Programação do Agente Comercial e do Agente de Mercado participante nos leilões, assim como pela comunicação diária das concretizações desses contratos bilaterais.

A informação de concretização dos contratos bilaterais mencionados corresponderá exactamente aos valores que os Agentes de Mercado nomearam junto dessa Entidade Gestora, como os direitos de compra que pretenderam exercer para cada uma das horas do dia seguinte.

7.4 Detalhes da comunicação com o Acerto de Contas

Os meios de comunicação e os formatos a utilizar como suporte dos fluxos de informação entre o Gestor dos Leilões de Capacidade Virtual de Produção e o Acerto de Contas são estabelecidos por meio de Aviso do Acerto de Contas, donde constarão também os horários das comunicações.

O Acerto de Contas obriga-se a detalhar, através de Aviso do Acerto de Contas, os fluxos de informação com a Entidade Gestora dos Leilões de Capacidade Virtual de Produção.

8 RELACIONAMENTO COM OS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

8.1 Informação de Contagem de Energia

8.1.1 Informação de consumos no mercado, no âmbito do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

Conforme estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, aprovado pela ERSE, é responsabilidade do operador da rede de distribuição em MT e AT o cálculo e disponibilização dos consumos no referencial de mercado, a afectar aos Comercializadores e ao Comercializador de Último Recurso em actividade no mercado de energia eléctrica.

Esses consumos são obtidos a partir das medidas obtidas pelos contadores de energia dos clientes, sendo submetidos a etapas sucessivas de perfilagem (para os consumos que não são recolhidos por telecontagem), agregação por carteira de clientes do mesmo nível de tensão de cada Comercializador, ajustamento para perdas nas redes, agregação por carteira de clientes total de cada Comercializador e, finalmente, sujeitos a adequação entre as curvas de geração e de consumo no referencial de mercado.

8.1.2 Informação do Acerto de Contas para o Operador da Rede de Distribuição

O Acerto de Contas, é a entidade encarregue de calcular e disponibilizar ao Operador da Rede de Distribuição a informação necessária para efectivar a adequação entre as curvas de geração e de consumo no referencial de mercado.

A informação a fornecer pelo Acerto de Contas, que corresponde ao valor de energia eléctrica emitida para o SEN pelos agentes produtores em actividade no mercado organizado ou de contratação bilateral, obtêm-se pela equação seguinte:

$$GM_{d,h} = \sum_{n=1}^{n} PLME_{n,d,h} + SIMIT_{d,h}$$

Em que,

$GM_{d,h}$ – Valor de geração no referencial de mercado, correspondente à energia eléctrica entregue ao SEN por Geração dos Agentes de Mercado ibéricos em actividade no MIBEL, no dia *d,* para o ¼ de hora *h*;

$PLME_{n,d,h}$ – Valor da energia emitida directamente para a rede SEN, pelo Agente de Mercado nacional *n*, no dia *d*, para o ¼ de hora *h*;

$SIMIT_{d,h}$ – Saldo Importador de Mercado das Interligações e ligações Transfronteiriças, no dia *d*, para o ¼ de hora .

8.1.3 Informação do Operador da Rede de Distribuição para o Acerto de Contas

O Operador da Rede de Distribuição é a entidade encarregue de calcular e disponibilizar ao Acerto de Contas a informação de consumo das carteiras de clientes de cada agente de mercado comercializador, devidamente ajustada para perdas e adequada ao valor da geração no referencial de mercado.

A informação referida é calculada por meio dos mecanismos definidos no "*Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados*" (GMLDD), aprovado e publicado pela ERSE.

8.1.4 Metodologia de transferência de informação

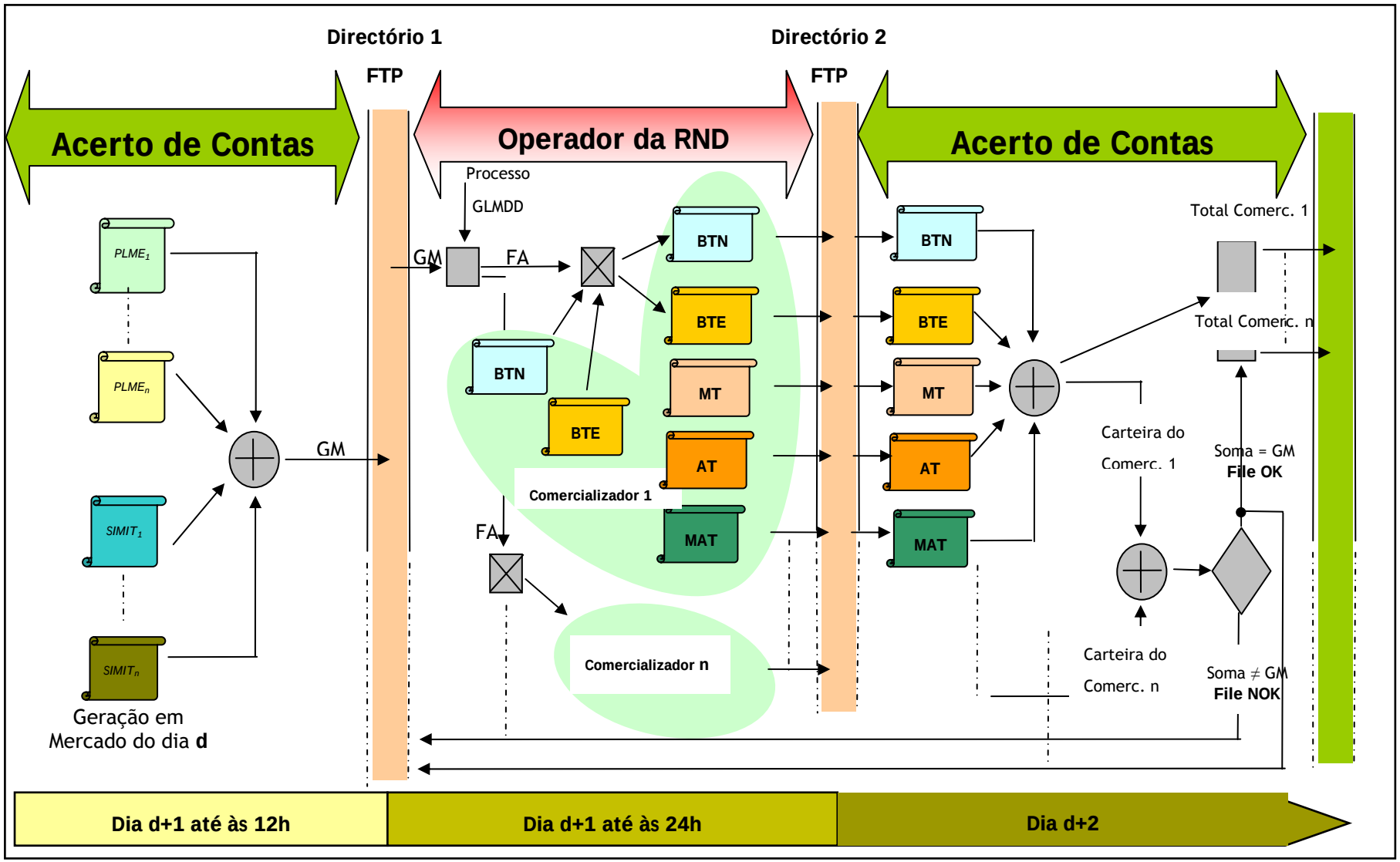
A metodologia para transferência de informação entre o Acerto de Contas e o Operador da Rede de Distribuição baseia-se na troca de ficheiros ASCII com formato standard e em serviço ftp.

A informação será transferida diariamente entre as duas entidades e compreendendo os seguintes passos sequenciais:

1. Dia d, dia da efectiva entrega e recepção da energia pelos agentes de mercado;
2. Dia d+1 até às 12h, o Acerto de Contas efectua a aquisição dos valores da energia emitida pelos agentes de mercado produtores e dos valores da energia transaccionada nas linhas de interligação, promove a sua validação, processa e disponibiliza o diagrama provisório de Geração do Mercado. O diagrama GM (provisório) é disponibilizado ao Operador da Rede de Distribuição em forma de ficheiro standard de produção, conforme definido no GMLDD, e por serviço ftp;
3. Final do dia d+1, o Operador da Rede de Distribuição efectua os procedimentos previstos no GMLDD e disponibiliza ao Acerto de Contas, para liquidação, os consumos no referencial de mercado dos agentes comercializadores. Os ficheiros destes consumos são disponibilizados em forma de ficheiro, conforme definido no GMLDD, e por serviço ftp;
4. Dia d+2, o Acerto de Contas efectua a validação dos ficheiros recebidos e em função dessa validação gera uma notificação OK ou NOK ao Operador da Rede Distribuição, por meio de ficheiro enviado por serviço ftp. Uma validação NOK impede a realização do processo de liquidação do Acerto de Contas até que o Operador da Rede de Distribuição envie novos ficheiros que obtenham uma validação OK.
5. Logo que disponível o diagrama GM definitivo, o Acerto de Contas envia-o ao Operador da Rede de Distribuição pelo modo indicado no ponto 2.
6. O Operador da Rede de Distribuição após recepção do GM definitivo e logo que finalizado o apuramento dos valores definitivos dos consumos dos clientes, calcula e disponibiliza ao Acerto de Contas os ficheiros com os valores definitivos dos consumos das carteiras dos agentes comercializadores, pelo modo indicado no ponto 3.
7. O Acerto de Contas efectua a validação dos ficheiros recebidos e em função dessa validação gera uma notificação OK ou NOK ao Operador da Rede Distribuição, pelo modo indicado no ponto 4.

A transferência de informação acima descrita está representada esquematicamente na figura seguinte:

Figura: Esquema processual de transferência de informação



8.2 Ocorrências que possam impedir a normal exploração das redes de distribuição

Os Operadores das Redes de Distribuição obrigam-se a comunicar ao Acerto de Contas quaisquer ocorrências que possam impedir a normal exploração das mesmas e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada nos mercados diário e intradiário ou por contratação bilateral, conforme previsto no Regulamento de Relações Comerciais.

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações são estabelecidos por Aviso do Acerto de Contas.

8.3 Articulação com os Operadores das Redes de Distribuição para efeito de comunicação de Contratos de Uso das Redes

Os Operadores das Redes de Distribuição obrigam-se a comunicar ao Acerto de Contas todos os Contratos de Uso de Rede celebrados com Agentes de Mercado.

Dessa comunicação deve constar a identificação completa dos agentes que celebraram os Contratos de Uso das Redes, assim como as datas de início e de termo dos contratos.

Acessoriamente todas as informações que possam ser relevantes para a participação dos agentes nos mercados diário, intradiário e de contratação bilateral devem também ser comunicadas ao Acerto de Contas.

Igualmente a suspensão ou a rescisão dos Contratos de Uso das Redes devem ser imediatamente comunicados ao Acerto de Contas para suspensão concomitante dos Contratos de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas, quando aplicável.

8.4 Articulação com os Operadores das Redes de Distribuição para efeito de comunicação de Contratos de Fornecimento de clientes MAT

Os Operadores das Redes de Distribuição obrigam-se a comunicar ao Acerto de Contas todos os Contratos de Fornecimento de que tenham conhecimento no âmbito do processo de mudança de fornecedor, estabelecidos por todos os pontos de consumo em MAT, ligados à rede do operador da rede de transporte, incluindo os consumos dos centros produtores nos períodos em que não ocorra produção de energia eléctrica.

Dessa comunicação deve constar a identificação completa dos agentes que celebraram os Contratos, assim como as respectivas datas de início e de termo.

9 RELACIONAMENTO COM O GESTOR DE SISTEMA

9.1 Informação fornecida pelo Acerto de Contas ao Gestor de Sistema

O Acerto de Contas disponibilizará ao operador da rede de transporte, na sua função de Gestor de Sistema, a seguinte informação:

- Programa diário base resultante do mercado diário (PDBC) - informação relativa ao mercado diário onde se inclui a energia total adquirida/vendida pelas unidades de programação portuguesas;
- Precedência económica do mercado diário - esta informação inclui as ofertas enviadas por Agentes de Mercado Portugueses com a indicação se foram contratadas ou não na sessão diária do mercado organizado;
- Preços marginais do mercado diário;
- Contratos Bilaterais - comunicação que inclui todos os contratos bilaterais comunicados pelos Agentes de Mercado ao Acerto de Contas;
- Programa incremental do mercado intradiário - informação relativa ao mercado intradiário onde se inclui a energia incremental adquirida/vendida pelas unidades de programação portuguesas;
- Precedência económica do mercado intradiário - esta informação inclui as ofertas enviadas por Agentes de Mercado Portugueses com a indicação se foram contratadas ou não na sessão intradiária do mercado organizado;
- Preços marginais do mercado intradiário;
- Períodos da sessão intradiária anulados pelo Operador de Mercado - comunicação onde estão identificados, para a sessão intradiária em curso, os períodos horários anulados pelo Operador de Mercado.

9.2 Informação disponibilizada pelo Gestor de Sistema ao Acerto de Contas

O operador da rede de transporte, na sua função de Gestor de Sistema, disponibilizará ao Acerto de Contas a seguinte informação:

- Programa diário base de funcionamento (PDBF);
- Programa Diário Viável Provisional (PDVP), corresponde ao programa diário, com discriminação horária, que incorpora as modificações introduzidas para resolver as restrições técnicas e reequilíbrio posterior da geração-consumo.;
- Programa Horário Final (PHF), programa com o resultado da verificação técnica das sucessivas sessões do mercado intradiário;
- Programa Horário Operativo (PHO), programa operativo que se estabelece em cada hora até ao final do horizonte da programação;
- Previsão do consumo, informação relativa a previsão do consumo do Sistema Eléctrico Nacional, discriminada por período horário;
- Períodos da sessão intradiária anulados pelo Operador da Rede de Transporte, comunicação onde estão identificados, para a sessão intradiária em curso, os períodos horários anulados;
- Capacidade das interligações, informação que inclui a capacidade de interligação disponível em cada sentido (Importação/Exportação);
- Limitações zonais por segurança;
- Indisponibilidades, comunicação das indisponibilidades dos produtores nacionais que afectem a potência activa destes.

10 RELACIONAMENTO COM OS AGENTES DE MERCADO

10.1 Contratos Bilaterais

10.1.1 Âmbito

A contratação bilateral entre Agentes de Mercado pode ser estabelecida entre duas Unidades de Programação nacionais ou entre uma Unidade nacional e outra localizada na zona espanhola do MIBEL.

Para poder estabelecer contratação bilateral internacional entre as zonas portuguesa e espanhola do MIBEL é necessário que os Agentes de Mercado previamente adquiram direitos de capacidade de interligação nos leilões específicos que se realizam para venda deste tipo de direitos.

Para efeitos de concretização de contratos bilaterais físicos entre dois Agentes de Mercado é exigido que:

- As duas entidades estejam habilitadas para participar no Sistema do Acerto de Contas, tendo celebrado um Contrato de Adesão ao Sistema de Acerto de Contas, quando o contrato envolva duas Unidades de Programação nacionais;
- A entidade responsável pela Unidade de Programação nacional esteja habilitada a participar no Sistema do Acerto Contas, quando o contrato envolva uma Unidade nacional e a outra esteja localizada na zona espanhola do MIBEL (o início das comunicações de contratos bilaterais internacionais está sujeito a Aviso do Acerto de Contas, após o estabelecimento do mecanismo de leilão de resolução de congestionamentos na interligação Portugal - Espanha).

Na contratação bilateral cada uma das entidades contraentes responsabiliza-se pelos respectivos encargos resultantes da sua participação no mercado de electricidade.

10.1.2 Disposições gerais

Os Contratos Bilaterais podem ser estabelecidos entre duas Unidades de Programação nacionais de Agentes de Mercado, ou entre uma Unidade nacional de um Agente de Mercado e outra Unidade localizada na zona espanhola do MIBEL pertencente a uma entidade habilitada nessa zona para o efeito.

Com a celebração de um Contrato Bilateral, uma das partes compromete-se a colocar na rede e outra a receber a energia eléctrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo contrato.

Devem as quantidades físicas constantes nestes contratos ser comunicadas ao Acerto de Contas, nos termos definidos no ponto 10.1.5 do presente Manual de Procedimentos, que as comunicará posteriormente ao Gestor de Sistema para efeito de verificação técnica da programação.

Servem estas comunicações, no âmbito dos contratos bilaterais, para:

- Assegurar a capacidade da rede para a sua operacionalização, validada pelo Gestor de Sistema através da verificação técnica da programação;
- Determinar eventuais desvios, quer na produção, quer no consumo de energia eléctrica.

Para efeitos de relacionamento com o Sistema do Acerto de Contas, apenas uma das entidades contraentes deverá efectuar as comunicações de concretização de contratos bilaterais, assumindo a inteira responsabilidade pelo seu conteúdo. A identificação da entidade responsável pelas comunicações é enviada no momento de celebração do contrato.

As comunicações efectuadas responsabilizam, contudo, ambos os seus intervenientes no que respeita ao cumprimento dos valores comunicados, pelo que os Agentes devem previamente acordar entre si qual deles será o responsável pela comunicação de concretização perante o Acerto de Contas.

10.1.3 Informação de celebração e rescisão de contratos bilaterais

10.1.3.1 Agentes de Mercado contraentes

Os Agentes de Mercado estão obrigados a informar o Acerto de Contas, por forma escrita, sobre os contratos bilaterais nacionais de energia eléctrica que celebrem ou rescindam, identificando qual é o Agente de Mercado representante de cada contrato para efeitos de comunicação de concretização de contratos bilaterais.

No caso de contratos bilaterais internacionais apenas o Agente nacional está obrigado a cumprir o dever de informação acima mencionado.

10.1.3.2 Submissão da informação de celebração de contratos bilaterais entre Agentes de Mercado

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações de celebração de contratos bilaterais entre Agentes de Mercado está sujeito a Aviso do Acerto de Contas.

10.1.3.3 Aceitação da informação

A informação de celebração de contratos bilaterais será verificada pelo Acerto de Contas para análise prévia da sua possível aceitação de acordo com os procedimentos descritos nos pontos seguintes.

10.1.3.4 Verificação do momento da recepção da informação de celebração de contratos bilaterais

O Acerto de Contas verificará que, a partir do momento da recepção da informação nas suas instalações, o contrato bilateral não entrará em vigência antes do prazo previsto no Aviso do Acerto de Contas referido em 10.1.3.2.

10.1.3.5 Verificação das entidades contraentes

Nos contratos bilaterais celebrados, o Acerto de Contas verificará que, no momento da submissão da informação, os Agentes de Mercado mantêm válidas todas as condições de adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

10.1.3.6 Verificação da compatibilidade do contrato bilateral com as capacidades limite respectivamente no ponto de destino e no ponto de origem

O Acerto de Contas verificará que, no momento da submissão da informação, a energia máxima declarada na informação de celebração de contratos bilaterais é inferior ou igual à máxima capacidade de entrega ou recepção das Unidades de Programação do Agentes de Mercado.

10.1.3.7 Verificação das garantias de pagamento

O Acerto de Contas verificará que os Agentes de Mercado contraentes dispõem de garantia de pagamento válida para fazer face às obrigações decorrentes do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

10.1.3.8 Codificação dos contratos bilaterais

Após a aceitação da informação de celebração de contratos bilaterais, o Acerto de Contas atribuirá um código ao contrato, que comunicará ao Agente de Mercado representante e que deverá ser incluído nas comunicações de concretização de contratos bilaterais.

10.1.3.9 Submissão da informação de rescisão de contratos bilaterais

A informação de rescisão de contratos bilaterais deve ser apresentada ao Acerto de Contas até 5 (cinco) dias antes da data em que o Agente de Mercado pretenda cessar as transacções de energia. Esta informação deve ser submetida por escrito e conter a identificação das entidades contraentes.

A comunicação de rescisão submetida por qualquer um dos Agentes determina a efectiva rescisão do contrato perante o Acerto de Contas.

10.1.3.10 Confidencialidade

O Acerto de Contas obriga-se a manter a confidencialidade da informação que o Agente de Mercado lhe tenha transmitido na informação de celebração ou rescisão do contrato bilateral, para além do estabelecido na legislação e regulamentação em vigor e do disposto neste Manual de Procedimentos.

10.1.4 Articulação entre o Acerto de Contas e as entidades titulares de licença vinculada de distribuição

Em caso de recepção de informação de celebração ou rescisão de um contrato bilateral por um Cliente com condição de Agente de Mercado, o Acerto de Contas transmitirá a informação recebida ao operador da rede de distribuição respectiva. Estes procedimentos destinam-se a permitir a parametrização articulada dos respectivos sistemas de informação no que respeita ao intercâmbio diário de informação de suporte à liquidação.

Os operadores das redes de distribuição obrigam-se a comunicar ao Acerto de Contas, na mesma data em que ocorra, qualquer suspensão de um Contrato de Uso das Redes, para efeitos de ser dado início ao processo de suspensão do respectivo Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas, quando aplicável.

10.1.5 Comunicações da concretização de contratos bilaterais

10.1.5.1 Agentes de Mercado contraentes

Estão habilitados a apresentar comunicações de concretização de contratos bilaterais, os Agentes de Mercado representantes de cada contrato.

10.1.5.2 Objecto e conteúdo das comunicações

Os contraentes de contratos bilaterais apresentarão as comunicações por contrato bilateral, discriminadas por período horário e, no caso das entidades indicadas nas alíneas a), c) e h) do ponto 2.1 deverão ainda indicar a instalação consumidora e a unidade de produção.

A informação transmitida poderá ser modificada nas condições estabelecidas no presente Manual de Procedimentos.

10.1.5.3 Apresentação das comunicações

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das presentes comunicações está sujeito a Aviso do Acerto de Contas.

10.1.5.3.1 Procedimentos de verificação das comunicações de contratos bilaterais

As comunicações de concretização de contratos bilaterais dos Agentes de Mercado serão verificadas pelo Acerto de Contas, para avaliação prévia da sua possível aceitação, de acordo com o seguinte:

10.1.5.3.2 Verificação do momento da comunicação

O Acerto de Contas verificará que, no momento da recepção da comunicação no seu sistema de informação (SIAC), a hora constante nesse sistema é anterior à hora limite do fecho do período utilizado para recepção das comunicações.

Caso esta comunicação seja posterior ao momento de fecho do período utilizado para recepção das mesmas, esta considerar-se-á sem efeito e não será tida em conta, passando a considerar-se, caso existam, a comunicação anterior válida para o mesmo período.

O Acerto de Contas verificará que o contrato para o qual se realizou a comunicação se encontra válido, não tendo sido ultrapassada a sua data de término.

10.1.5.3.3 Verificação dos Agentes de Mercado como entidade contraente

O Acerto de Contas verificará que, no momento da apresentação da comunicação, os Agentes de Mercado contraentes cumprem as condições que lhes permitem deter a condição de Agentes de Mercado.

O Acerto de Contas verificará que o Agente de Mercado que efectua a comunicação é aquele que está habilitado a fazê-lo para o contrato em causa, de acordo com a informação de celebração de contratos submetida.

Adicionalmente, o Acerto de Contas verificará que os Agentes de Mercado dispõem de garantias válidas para fazer face às obrigações decorrentes do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

10.1.5.3.4 Verificação da compatibilidade da comunicação com a base de dados de Contratos Bilaterais Celebrados

O Acerto de Contas verificará que os valores de energia declarados na comunicação não excedem o máximo admitido pelo contrato, conforme o constante na base de dados de informações de celebração de contratos bilaterais.

10.1.5.3.5 Verificação da compatibilidade da comunicação com a base de dados do ponto de origem

No caso das entidades referidas nas alíneas a) e c) do ponto 2.1, o Acerto de Contas verificará que, no momento da comunicação e para cada período horário, a energia total declarada para venda é inferior ou igual à máxima capacidade de produção, definida pela potência instalada do produtor.

10.1.5.3.6 Verificação da compatibilidade da comunicação com a base de dados do ponto de destino

Nos casos em que o ponto de destino corresponde a um cliente, o Acerto de Contas verificará que, no momento da comunicação e para cada período horário, a energia total declarada para compra é inferior ou igual à máxima capacidade de recepção constante nos registos da base de dados, definida pela potência requisitada.

Nos casos em que o ponto de destino corresponda a um produtor, o Acerto de Contas verificará que, no momento da comunicação e para cada período horário, a energia total declarada para compra é inferior ou igual à máxima capacidade de produção, definida pela potência instalada constantes nos registos da base de dados.

10.1.5.4 Aceitação das comunicações

A última comunicação válida que tenha sido enviada pelo Agente de Mercado representante ao Acerto de Contas, torna-se firme no momento do encerramento do período de recepção das mesmas, sendo da responsabilidade do Agente de Mercado as consequências resultantes da informação contida na comunicação que vinculam simultaneamente o vendedor e o comprador.

10.1.5.5 Confidencialidade

O Acerto de Contas e o Gestor de Sistema obrigam-se, durante um período de três meses, a manter a confidencialidade da informação que o Agente de Mercado lhes tenha transmitido na comunicação de contrato bilateral.

10.1.5.6 Divulgação de informação

O Acerto de Contas informará os Agentes de Mercado, na parte que lhes diz respeito, do seguinte:

- Recepção das comunicações de celebração e de concretização de contratos bilaterais;
- Quantidade de energia resultante do contrato bilateral admissível no sistema eléctrico nacional, em função de eventuais restrições técnicas. Esta comunicação será realizada

pelo Acerto de Contas, pelo sistema de informação próprio e após a recepção da informação necessária, proveniente do Gestor de Sistema.

10.2 Informação de Programação disponibilizada pelo Acerto de Contas para os Agentes de Mercado

O Acerto de Contas disponibilizará aos Agente de Mercado, na parte a que lhes diz respeito, a seguinte informação:

- Programa Diário Base de Funcionamento;
- Programa Diário Viável Provisório;
- Programa Horário Final;
- Programa Horário Operativo;

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das comunicações está sujeito a Aviso do Acerto de Contas.

10.3 Factos Susceptíveis de Influenciar o Funcionamento do Mercado ou a Formação dos Preços

O Acerto de Contas deve assegurar a recepção da informação dos Agentes de Mercado que sejam membros de mercados diário e intradiário ou que se tenham constituído como contraentes em contratos bilaterais, de todos os factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

Os Agentes de Mercado devem fornecer toda a informação adicional que o Acerto de Contas posteriormente lhes solicite para permitir, designadamente, enquadrar e explicar a não verificação das condições inicialmente comunicadas.

10.3.1 Informação a comunicar pelos Agentes de Mercado

Neste âmbito os Agentes de Mercado obrigam-se a comunicar ao Acerto de Contas:

- As indisponibilidades programadas e fortuitas dos seus centros electroprodutores, no caso de agentes de mercado produtores de energia eléctrica.
- O Agente Comercial deverá comunicar as indisponibilidades programadas e fortuitas, relativas aos centros electroprodutores detentores de Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica em vigor.
- Outros factos que possam determinar restrições não previstas na participação dos produtores de energia eléctrica, designadamente os que decorram da ruptura, verificada ou iminente, dos abastecimentos de energia primária ou da descida dos níveis dos reservatórios das centrais hídricas de produção de energia eléctrica.

O formato, conteúdo e os procedimentos a observar na apresentação das presentes comunicações está sujeito a Aviso do Acerto de Contas.

10.3.2 Modo de divulgação

O Acerto de Contas procederá à divulgação pública da informação prevista no número anterior, por intermédio da página Internet do operador da rede de transporte.

11 INFORMAÇÃO A DIVULGAR

O Acerto de Contas disponibilizará aos Agentes de Mercado, entre outras, as seguintes informações de carácter genérico:

- Lista de Agentes de Mercado em actuação no Sistema do Acerto de Contas;
- Lista de Unidades de Programação nacionais inscritas pelos Agentes de Mercado no Sistema do Acerto de Contas;
- Energia total horária transaccionada por contratos bilaterais estabelecidos por Agentes de Mercado;
- Energia total horária transaccionada por contratos bilaterais internacionais estabelecidos entre Agentes de Mercado, discriminados por importação e exportação;
- Energia total horária transaccionada pelas Unidades da zona portuguesa do MIBEL, nos mercados organizado e de contratação bilateral;
- Energia total emitida na zona portuguesa do MIBEL pelos produtores, nos mercados diário, intradiário e de contratação bilateral;
- Preços de desvio e Desvios horários totais.

12 PROCEDIMENTOS DE LIQUIDAÇÃO

12.1 Âmbito e objecto

As disposições do presente capítulo aplicam-se às liquidações que têm por objecto, os direitos e obrigações de pagamento relativos a encargos de gestão global do sistema, imputáveis aos Agentes de Mercado que transaccionem energia eléctrica através de contratação bilateral ou nos mercados diário e intradiário.

Em particular, está atribuído ao Acerto de Contas, enquanto função do operador da rede de transporte, conforme disposto no Regulamento de Relações Comerciais, a "liquidação de desvios à programação de todos os agentes de mercado que transaccionem energia eléctrica através de contratação bilateral ou nos mercados organizados".

O Acerto de Contas utilizará, nos casos previstos no presente Manual de Procedimentos, o Sistema de Informação do Acerto de Contas – SIAC, fax e correio electrónico para fins de troca de informação com os Agentes de Mercado.

12.2 Características gerais da liquidação

12.2.1 Unidade monetária utilizada no SIAC

Todas as valorizações no SIAC são efectuadas na unidade monetária "Euro", com duas casas decimais, efectuando-se o arredondamento ao cêntimo de Euro mais próximo.

12.2.2 Rubricas da liquidação

São rubricas para definição dos valores económicos a liquidar, as seguintes:

12.2.2.1 Energias

As rubricas a ter em conta, quanto a valores físicos de energias transaccionadas são os seguintes:

- Programas diários de compra e venda de energia eléctrica, relativos a contratos bilaterais validados pelo Gestor de Sistema.
- Programas diários de compra e venda de energia eléctrica, referentes a ofertas diárias contratadas, validados pelo Gestor de Sistema.
- Consumos correspondentes às unidades de programação dos Agentes de Mercado Comercializadores, Comercializador de Último Recurso e Clientes, obtidos a partir dos valores recolhidos das contagens de energia eléctrica das instalações consumidoras, incluindo a metodologia de aplicação de perfis de carga a contagens obtidas sem recurso a telecontagem, ajustadas para perdas nas redes, agregadas por Agente de Mercado Comercializador e unidade de programação e após adequação horária entre as curvas de geração e de consumo em mercado. Estes valores são disponibilizados ao Acerto de Contas pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, conforme estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
- Emissões correspondentes às unidades de programação dos Agentes de Mercado Produtores e do Agente Comercial, obtidas pelo Acerto de Contas a partir dos valores recolhidos directamente por telecontagem das instalações produtoras, agregadas por áreas de balanço definidas no Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema.
- Modificação aos programas diários introduzidos pelo Gestor de Sistema, no âmbito da Gestão técnica do sistema.

12.2.2.2 Preços do mercado diário

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos provenientes do operador de mercado diário e intradiário, são os seguintes:

- Preços Marginais horários do mercado diário.

12.2.2.3 Desvios

As rubricas a ter em conta, quanto a valores físicos e económicos de desvios de regulação são os seguintes:

- Identificação dos desvios horários ao programa horário operativo de liquidação definido para as Unidades de Programação dos Agentes de Mercado.
- Custos horários resultantes da resolução dos desvios entre a geração e o consumo nacionais, conforme efectuado pelo Gestor do Sistema.
- Valorização dos desvios dos Agentes de Mercado ao programa de contratação diário.

12.2.2.4 Resolução de restrições técnicas na rede

As rubricas a ter em conta, quanto a valores económicos decorrentes dos processos de resolução de restrições técnicas de rede são os seguintes:

- Custos acrescidos horários por resolução de restrições técnicas na rede na fase de validação da programação e verificação técnica do PDBF.
- Custos acrescidos horários por resolução de restrições técnicas na rede, em tempo real.

12.2.2.5 Impostos

Na liquidação mensal serão considerados ainda todos os impostos aplicáveis sobre as rubricas atrás mencionadas.

12.2.3 Arredondamentos dos itens de liquidação

As energias objecto de liquidação são calculadas em cada período horário, com arredondamento ao kWh mais próximo e são valorizadas, também em cada período horário, com arredondamento ao cêntimo de Euro mais próximo.

12.2.4 Agregação dos itens de liquidação e aplicação do IVA

Diariamente, para cada Agente de Mercado, são somadas todas as energias objecto de liquidação e respectivas valorizações, para obtenção de totais diários, sendo apenas liquidado ao total mensal apurado o valor do IVA correspondente, quando aplicável.

Os totais mensais de cada rubrica são obtidos por soma dos totais diários correspondentes.

12.3 Contratação no mercado organizado

12.3.1 Disposições gerais

Para efeitos de verificação e valorização horária das obrigações económicas decorrentes da execução das ofertas contratadas nos mercados diário e intradiário, serão assignados a cada Agente de Mercado – comprador e vendedor - os direitos e as obrigações que lhe forem imputáveis, nos termos do disposto no presente Manual de Procedimentos, pelos valores físicos correspondentes.

O processo de liquidação das energias contratadas nos mercados diário e intradiário de energia, tem por intervenientes os Agentes de Mercado compradores ou vendedores e os respectivos Operadores de Mercado, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

12.4 Contratos bilaterais

12.4.1 Disposições gerais

O processo de liquidação relativo à energia contratada através de Contratos Bilaterais – contratos livremente estabelecidos entre um Agente de Mercado comprador e outro vendedor, é da responsabilidade exclusiva dos Agentes de Mercado envolvidos na transacção, não se encontrando abrangido pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos.

No entanto, para efeitos de verificação e valorização horária das obrigações económicas decorrentes da execução dos Contratos Bilaterais, serão assignados individualmente a cada Agente de Mercado – vendedor e comprador – os direitos e as obrigações que lhe forem imputáveis nos termos do disposto no presente Manual de Procedimentos, pelos valores físicos correspondentes.

12.5 Gestão de desvios

12.5.1 Tipos de desvio

Em cada período horário consideram-se os seguintes tipos de desvio em cada unidade de programação de produção, comercialização, comercialização de último recurso, aquisição para bombagem e consumo dos Agentes de Mercado:

a) Desvios por Excesso, resultantes de:

- Consumos inferiores ao programa horário de compra, no caso de consumidores com condição de Agente de Mercado ou aquisição para bombagem;
- Emissões superiores ao programa horário de venda, no caso de produtores ou do Agente Comercial;
- Somatório do consumo de clientes e programas horários de venda inferior ao somatório dos programas horários de compra, no caso de comercializadores;
- Consumo em mercado (consumo dos clientes subtraído da energia adquirida directamente a produtores em regime especial) inferior ao programa horário de compra, no caso do comercializador de último recurso.

b) Desvios por Defeito, resultantes de:

- Consumos superiores ao programa horário de compra, no caso de consumidores com condição de Agente de Mercado ou aquisição para bombagem;
- Emissões inferiores ao programa horário de venda, no caso de produtores ou do Agente Comercial;
- Somatório do consumo de clientes e programas horários de venda superior ao somatório dos programas horários de compra, no caso de comercializadores;
- Consumo em mercado (consumo dos clientes subtraído da energia adquirida directamente a produtores em regime especial) superior ao programa horário de compra, no caso do comercializador de último recurso.

12.5.2 Cálculo das energias de desvio dos Agentes de Mercado

Para cada unidade de produção ou conjunto de unidades de produção, instalação consumidora com condição de agente de Mercado ou conjunto de instalações consumidoras com contrato de fornecimento estabelecido com um comercializador e, para cada período horário, a energia de desvio será calculada pela diferença entre a energia entregue ou recebida, ajustada para perdas e após adequação das curvas de geração e de consumo em mercado, e a energia contratada no programa de contratação diário que inclui ofertas contratadas no mercado diário e contratos bilaterais validados, corrigida por eventuais Instruções de Despacho, no âmbito da gestão técnica do sistema.

Os desvios de produção podem ser calculados por área de balanço, tal como definido no Manual de procedimentos do Gestor de Sistema.

Para o comercializador de último recurso e, para cada período horário, a energia de desvio será calculada a partir da diferença entre o respectivo consumo em mercado (somatório do consumo dos clientes, ajustado para perdas, subtraído da produção em regime especial e após adequação de curvas de geração e de consumo em mercado), e a energia contratada no programa de contratação diário que inclui ofertas contratadas no mercado diário e contratos bilaterais validados, corrigida por eventuais instruções de Despacho, no âmbito da gestão técnica do sistema.

12.5.3 Valorização das energias de desvio dos Agentes de Mercado

Os desvios geram desequilíbrios na relação geração-consumo, que devem ser regulados, de forma a assegurar a estabilidade do sistema eléctrico.

Nesta metodologia a valorização dos desvios em cada hora corresponde exactamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação nos mercados de regulação, de forma a estabelecer-se um jogo de soma nula.

A valorização dos desvios compreende a valorização da energia de desvio a preço marginal do mercado diário (preço de encontro), adicionada de um custo por incumprimento do programa inicialmente estabelecido.

Os desvios por excesso (com valor negativo) dos agentes de mercado, podem ser vistos como uma venda de energia ao "Gestor de Sistema", enquanto os desvios por defeito (com valor positivo), podem ser vistos como uma compra de energia ao "Gestor de Sistema".

Assim, para cada hora **h**, em termos de liquidação de desvios, no sistema eléctrico, necessitamos de verificar a seguinte relação:

$$CVR(h)=VEDPM(h)+CIP(h)$$

Com:

CVR(h) – Custo variável de regulação no sistema, para a hora **h**.

VEDPM(h) – Valorização das energias de desvio, dos agentes de mercado, no sistema, a preço marginal do mercado diário, para a hora **h**.

CIP(h) - Custo de incumprimento da programação (diferença entre os custos variáveis de regulação e as energias de desvio no sistema, dos agentes de mercado valorizadas a preço de encontro, para a hora **h**).

Para cada hora **h**, o custo variável de regulação no sistema corresponde à agregação da valorização dos desvios de todos os agentes para a mesma hora **h**, podendo ser dado pela seguinte expressão:

$$CVR(h) = \sum_{a} VD(a,h)$$

Em que:

VD(a,h) – valorização do desvio do agente **a** na hora **h**.

A parcela CIP pode ser considerada como o sobrecusto da valorização dos mecanismos de gestão de desvios, face à valorização das energias de desvio, dos agentes de mercado, a preço de encontro. De agora em diante, referimo-nos à parcela de custo por incumprimento do programa estabelecido, na valorização dos desvios, como sendo a parcela de sobrecusto.

A imputação individual (por agente em desvio) do sobrecusto horário é efectuada através de um rateio, função dos módulos dos desvios verificados nessa hora.

Deste modo, para cada Agente de Mercado **a**, durante a hora **h**, quer a valorização do desvio por excesso, quer a valorização do desvio por defeito, é dada pela soma das seguintes 2 parcelas:

$$VD(a,h) = VD_1(a,h) + VD_2(a,h)$$

Em que:

VD(a,h) – valorização do desvio do agente **a** na hora **h**,

$VD_1(a,h)$ e $VD_2(a,h)$ – parcelas do desvio definidas seguidamente:

- Parcela de energia de desvio valorizada ao preço marginal horário do mercado diário:

$$VD_1(a,h) = D(a,h) * PE(h)$$

Com:

D(a,h) – desvio do agente **a**, durante a hora **h**, em que D(a,h) < 0 traduz um desvio por excesso e, D(a,h) > 0 reflecte um desvio por defeito;

PE(h) – Preço de encontro de ofertas no mercado diário para a hora **h**.

- Parcela de sobrecusto devido aos mecanismos de gestão dos desvios entre a geração e o consumo mobilizados pelo Gestor de Sistema:

$$VD_2(a,h) = K(a,h) * SBR(h)$$

Com:

K(a,h) – factor de imputação dos sobrecustos ao agente **a**, durante a hora **h**, dado pela expressão:

$$K = \frac{abs(D(a,h))}{\sum_a Abs(D(a,h))}$$

Sendo D(a,h) – desvio do agente **a**, durante a hora **h**

SBR(h) – sobrecusto de regulação horário imputável aos mecanismos de gestão da relação geração-consumo mobilizados pelo Gestor de Sistema, em tempo real.

12.5.4 Agravamento da valorização dos desvios de Unidades de Programação Genéricas

Um Agente de Mercado pode deter uma Unidade de Programação Genérica destinada a facilitar a sua participação nos vários mercados e leilões.

As Unidades de Programação Genéricas destinam-se a registar temporariamente a assunção pelo Agente de Mercado de compromissos de compra e/ou venda de energia, os quais se obriga posteriormente a converter em operações efectivas com unidades de programação de outro tipo, por meio de mecanismos de contratação bilateral, ou a saldar mediante a participação na sessão diária do mercado organizado.

Sendo assim, as Unidades de Programação Genéricas apenas apresentarão desvios se o Agente de Mercado deliberadamente desrespeitar aquela obrigação.

Deste modo, à valorização dos desvios das Unidades de Programação Genéricas será acrescentado um agravamento adicional dissuasor da prática dessa programação intencional.

O agravamento adicional dos desvios das unidades de programação genéricas ocorre quando o saldo das diferentes contratações de cada uma destas unidades for diferente de zero, sendo constituído por duas componentes valorizadas em duas fases temporais distintas:

– Fase 1: Até ao termo do prazo previsto para a programação diária dos mercados diário e de contratação bilateral, impossibilitando a correcta validação técnica da programação e construção do Programa Diário Base de Funcionamento;

- Fase 2: No final das sessões intradiárias do mercado, no caso de não aproveitamento dessas sessões para saldar a unidade de programação genérica.

12.5.4.1 Agravamento na Fase 1

As unidades de Programação Genéricas que não saldem os compromissos de compra e/ou venda assumidos no termo da programação diária, através de mecanismos de contratação bilateral ou mediante a participação na sessão do mercado diário, ficam sujeitas a uma penalização, segundo a seguinte expressão:

$$PIUPG(g,a,h) = 3 \times PE(h) \times Abs(ECP(g,a,h) - EVP(g,a,h))$$

Em que:

PIUPG(g,a,h) – penalização por incumprimento de fecho dos desvios da unidade de programação genérica **g**, do agente **a**, na hora **h.**

PE(h) –Preço de encontro do mercado diário, zona portuguesa do MIBEL, na hora **h.**

ECP(g,a,h) – Energia de compra prevista para a unidade de programação genérica **g**, do agente **a**, na hora **h**.

EVP(g,a,h) – Energia de Venda prevista para a unidade de programação genérica **g**, do agente **a**, na hora **h**.

12.5.4.2 Agravamento na Fase 2

No final das sessões intradiárias do mercado de electricidade, aos desvios das unidades de programação genéricas que ainda se mantiverem será acrescentado um agravamento correspondente ao triplo do módulo do valor do desvio, o que se traduz pela seguinte expressão:

$$AVD(g,a,h) = 3 \times |VD(g,a,h)|$$

Em que:

AVD(g,a,h) – agravamento do valor do desvio da unidade **g,** do agente **a,** na hora **h**.

VD(g,a,h) – valorização do desvio da unidade **g,** do agente **a,** na hora **h**.

12.6 Mecanismos de gestão de desvios em tempo real

12.6.1 Funcionamento geral

A todo o instante, de forma a manter-se a estabilidade do sistema, procura-se cumprir:

$$\Sigma \text{ Regulação Subir} - \Sigma \text{ Regulação Baixar} = \Sigma \text{ Desvios Defeito} - \Sigma \text{ Desvios Excesso}$$

A regulação do sistema "a subir" pode ser vista como uma compra de energia eléctrica pelo "Gestor de Sistema", enquanto a regulação do sistema "a baixar", pode ser vista como uma venda de energia pelo "Gestor de Sistema".

Os desvios do sistema eléctrico são corrigidos através dos serviços complementares de regulação (regulação primária, secundária e terciária – assim caracterizadas devido à ordem de actuação).

Estes serviços de regulação encontram-se presentes quer na regulação a subir, quer na regulação a baixar.

Quer a regulação primária, quer a regulação secundária actuam automaticamente. A actuação da regulação secundária conduz à diminuição da reserva de segurança do sistema. Por este motivo, a partir de um determinado patamar de utilização da reserva secundária, a regulação terciária é empregue para restabelecer a reserva de segurança.

Num período de acerto de contas podem ocorrer, em instantes diferentes, ambas as regulações a subir e a baixar.

12.6.2 Estrutura dos custos de regulação

12.6.2.1 Regulação Primária

A regulação primária, associada ao estatismo dos grupos geradores, é um serviço de sistema obrigatório, não remunerado, para todos os geradores em serviço.

12.6.2.2 Regulação Secundária

A regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado, para todos os geradores que pretendam fornecer ofertas para reserva secundária.

A reserva secundária consiste no estabelecimento de uma banda de regulação (intervalo de variação da potência de geração em torno do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante) e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia, conforme solicitado pelo Gestor do Sistema.

Para a obtenção da banda acima mencionada contribuem todos os geradores elegíveis para a disponibilização deste serviço (grupos com telerregulação).

Este serviço de sistema é remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas:

- Valorização da banda de regulação – Banda de regulação assignada a cada unidade de produção valorizada ao preço da última oferta para regulação secundária aceite em cada hora.
- Valorização da energia de regulação secundária – energia de regulação secundária utilizada como consequência das solicitações de regulação, valorizada ao preço da última oferta de energia de regulação terciária mobilizada pelo Gestor de Sistema em cada hora, tanto "a subir" como "a baixar".

Num mesmo período de acerto de contas pode ocorrer regulação secundária em ambos os sentidos (a subir e/ou a baixar), em instantes diferentes.

Em cada sentido de regulação pode ser utilizada mais do que uma oferta.

O custo horário da regulação secundária, resulta do somatório dos custos horários da regulação secundária a subir, da regulação secundária a baixar e dos custos horários da banda de regulação, sendo dado pela expressão seguinte:

$$CRS(h) = CRSS(h) + CRSB(h) + CBR(h)$$

Com:

CRS(h) – custo da regulação secundária, na hora **h**.

CRSS(h) – custo da regulação secundária a subir, na hora **h**.

Sendo:

$$CRSS(h) = PRSS(h) \times \sum_{j} ERSS(j,h)$$

PRSS(h) - Preço da energia de regulação secundária a subir na hora **h**, igual ao preço marginal horário da regulação terciária a subir mobilizada pelo Gestor de Sistema, na mesma hora **h**.

ERSS(j,h) - Energia de regulação secundária a subir assignada à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

CRSB(h) – custo da regulação secundária a baixar, na hora **h**.

Sendo:

$$CRSB(h) = (PE(h) - PRSB(h)) \times \sum_{j} ERSB(j,h)$$

PE(h) - Preço de encontro do mercado diário, na hora **h**.

PRSB(h) - Preço da energia de regulação secundária a baixar na hora **h**, igual ao preço marginal horário da regulação terciária a baixar mobilizada pelo Gestor de Sistema, na mesma hora **h**.

ERSB(j,h) - Energia de regulação secundária a baixar assignada à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

CBR(h) – custo da banda de regulação, na hora **h**.

Sendo:

$$CBR(h) = PBR(h) \times \sum_{j} BR(j,h)$$

PBR(h) – Preço da última oferta de banda de regulação contratada pelo Gestor de Sistema, durante a hora **h**.

BR(j,h) – Banda de regulação contratada pelo Gestor de Sistema à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

O custo da banda de regulação perante os desvios é um custo fixo (existe independentemente da ocorrência de desvios) pelo que é coberto por todo o consumo dos Agentes de Mercado, enquanto a parcela da energia de regulação secundária utilizada é paga por todos os Agentes de Mercado que se desviarem, em cada hora.

A energia de regulação contida dentro dos limites da banda de regulação assignada, utilizada como consequência do seguimento em tempo real das solicitações de regulação, é energia de regulação secundária, enquanto a energia de regulação que exceder os limites da banda de regulação assignada, é tida em conta na obtenção do preço de regulação.

A energia de regulação secundária valorizar-se-á ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora, tanto a subir como a baixar, utilizada para substituir/completar a energia de regulação secundária usada. Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária resultante do seguimento do sinal de regulação, considera-se o preço da energia de regulação terciária que seria mobilizada para a substituir, a partir da respectiva curva de ofertas de regulação do sistema.

Na ausência de preço marginal de banda de regulação secundária pela não existência de ofertas, a mobilização de banda de regulação pelo Gestor de Sistema será valorizada ao preço médio da banda de regulação da hora homóloga dos sete dias anteriores.

12.6.2.3 Regulação Terciária

É um serviço de sistema, contratado e retribuído por mecanismos de mercado, que consiste na adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço, tendo em vista a restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada.

As energias de regulação terciária (regulação a subir e a baixar) são valorizadas ao preço marginal das ofertas de regulação terciária utilizadas pelo Gestor de Sistema, segundo cada sentido de regulação.

Em cada período de acerto de contas, a regulação terciária pode ocorrer em ambos os sentidos, em instantes diferentes.

Em cada sentido de regulação pode ser utilizada pelo Gestor de Sistema mais do que uma oferta.

Em cada hora **h**, o custo de regulação terciária, resulta da soma de duas parcelas referentes respectivamente, aos custos da regulação terciária horária a subir e a baixar, de acordo com a seguinte expressão:

$$CRT(h) = CRTS(h) + CRTB(h)$$

Onde:

CRT(h) – custo da regulação terciária, na hora **h**.

CRTS(h) – custo da regulação terciária a subir, na hora **h**.

Com:

$$CRTS(h) = PRTS(h) \times \sum_{j} ERTS(j,h)$$

ERTS(j,h) - Energia de regulação terciária a subir assignada à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

PRTS(h) - Preço marginal das ofertas de regulação terciária a subir, mobilizadas pelo Gestor de Sistema, durante a hora **h**.

CRTB(h) – custo da regulação terciária a baixar, na hora **h**.

Com:

$$CRTB(h) = (PE(h) - PRTB(h)) \times \sum_{j} ERTB(j,h)$$

ERTB(j,h) - Energia de regulação terciária a baixar assignada à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

PE(h) – Preço de encontro do mercado diário na hora **h**.

PRTB(h) - Preço marginal das ofertas de regulação terciária a baixar, mobilizadas pelo Gestor de Sistema, durante a hora **h**.

12.6.3 Custos horários de regulação

Num período de acerto de contas pode ocorrer mais do que um tipo de regulação (primária, secundária e terciária).

Por tipo de regulação, a gestão dos desvios, em cada período de acerto de contas, pode ocorrer em ambos os sentidos (a subir e/ou a baixar). Por sentido de regulação pode ser utilizada mais do que uma oferta.

Assim, para cada hora **h**, o custo de regulação, resulta da soma de duas parcelas referentes respectivamente, aos custos horários de regulação secundária e aos custos horários de regulação terciária (a regulação primária não é remunerada), sendo obtido pela expressão:

$$CR(h) = CRS(h) + CRT(h)$$

Onde:

CR(h) – Custo de regulação, na hora **h**.

CRS(h) – custo da regulação secundária, na hora **h**.

CRT(h) – custo da regulação terciária, na hora **h**.

Por outro lado, este custo pode ser decomposto em termos de custos fixos e custos variáveis, do seguinte modo:

- Custos variáveis - todos os custos referentes às energias de regulação (custos da regulação secundária e terciária a subir e a baixar);
- Custos fixos - custos da banda de regulação secundária do sistema.

Assim, reformulando para este tipo de análise, o custo horário de regulação será dado por:

$$CR(h) = CRV(h) + CRF(h)$$

Onde:

CR(h) – custo de regulação, na hora **h**.

CRV(h) – custos de regulação variáveis, na hora **h**.

Com:

$$CRV(h) = CRVB(h) + CRVS(h)$$

Sendo:

CRVB(h) – custo de regulação variável a baixar, na hora **h**.

Com:

$$CRVB(h) = CRSB(h) + CRTB(h)$$

CRVS(h) – custo de regulação variável a subir, na hora **h**.

Com:

$$CRVS(h) = CRSS(h) + CRTS(h)$$

CRF(h) – custos de regulação fixos, na hora **h**.

Com:

$$CRF(h) = CBR(h)$$

Em que:

CBR(h) – custo da banda de regulação secundária contratada pelo Gestor de Sistema, na hora **h**.

Os custos variáveis de regulação serão pagos somente por quem se desvia, pois ocorrem quando existe necessidade de regulação de frequência e consequente gestão da reserva do sistema, motivada pela existência de desvios à programação.

Os custos fixos, por ocorrerem independentemente de se verificarem ou não desvios de regulação, serão pagos por todos os Agentes de Mercado consumidores.

12.6.4 Imputação dos custos de regulação

12.6.4.1 Custos fixos

Os custos fixos de regulação contratados em cada período horário h serão pagos por todo o consumo dos Agentes de Mercado nesse mesmo período, segundo a expressão:

$$PCFR(a,h) = K(a,h) * CRF(h)$$

Com:

PCFR(a,h) – Parcela de custos fixos de regulação a cargo do agente **a**, na hora **h.**

K(a,h) – factor de imputação dos custos fixos ao agente **a**, durante a hora **h**, dado pela expressão:

$$K(a,h) = \frac{ECA(a,h)}{\sum_{a} ECA(a,h)}$$

Sendo:

$ECA(a,h)$ - Energia de consumo no referencial de geração afecta ao agente **a**, no período horário **h**.

CRF(h) – custos fixos de regulação contratados pelo Gestor de Sistema, na hora **h**.

12.6.4.2 Custos variáveis

A valorização dos desvios a imputar aos Agentes de Mercado que se desviam em cada hora deve cobrir os custos variáveis de regulação dessa mesma hora, de forma a estabelecer-se um jogo de soma nula.

Desta forma, é necessário considerar uma parcela que anule a diferença entre o custo de regulação e a valorização das energias de desvio a preço de encontro (sobrecusto). Esta parcela funciona como uma penalização à ocorrência do desvio.

O sobrecusto total de regulação horária resulta da soma dos sobrecustos horários devidos à regulação a subir (compra de energia pelo Gestor de Sistema) e, dos sobrecustos devidos à regulação a baixar (venda de energia pelo Gestor de Sistema), de acordo com a expressão:

$$SBR(h) = SBRB(h) + SBRS(h)$$

Onde:

SBR(h) - sobrecusto total de regulação, na hora **h**.

SBRB(h) - sobrecusto de regulação a baixar, na hora **h**.

SBRS(h) - sobrecusto de regulação a subir, na hora **h**.

12.6.4.2.1 Sobrecusto de regulação a baixar

O sobrecusto de regulação a baixar resulta do custo de regulação variável a baixar (diferença entre a valorização da energia de regulação a preço de encontro e o preço de venda às unidades de regulação):

SBRB(h) = CRSB(h) + CRTB(h)

O que resulta:

$$SBRB(h) = (PE(h) - PRSB(h)) \times \sum_j ERSB(j,h) + (PE(h) - PRTB(h)) \times \sum_i ERTB(i,h)$$

Ou, atendendo a que *PRSB(h) = PRTB(h)*:

$$SBRB(h) = (PE(h) - PRSB(h)) \times \left(\sum_j ERSB(j,h) + \sum_i ERTB(i,h) \right)$$

Sendo:

SBRB(h) - sobrecusto de regulação a baixar, na hora **h**.

PE(h) – Preço de encontro do mercado diário na hora **h**.

PRSB(h) - Preço da energia de regulação secundária a baixar na hora **h**.

ERSB(j,h) - Energia de regulação secundária a baixar assignada à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

ERTB(i,h) - Energia de regulação terciária a baixar assignada à unidade de venda **i**, durante a hora **h**.

12.6.4.2.2 Sobrecusto de regulação a subir

O sobrecusto de regulação a subir resulta da diferença entre o custo de regulação variável a subir e a valorização da energia de regulação a subir a preço de encontro:

SBRS(h) = CRVS(h) - ERS(h) × PE(h)

Ou seja:

$$SBRS(h) = (PRSS(h) - PE(h)) \times \sum_j ERSS(j,h) + (PRTS(h) - PE(h)) \times \sum_i ERTS(i,h)$$

Ou, atendendo a que *PRSS(h) = PRTS(h)*:

$$SBRS(h) = (PRSS(h) - PE(h)) \times \left(\sum_j ERSS(j,h) + \sum_i ERTS(i,h) \right)$$

Sendo:

SBRS(h) - sobrecusto de regulação a subir, na hora **h**.

PE(h) – Preço de encontro do mercado diário na hora **h**.

PRSS(h) - Preço da energia de regulação secundária a subir na hora **h**,

ERSS(j,h) - Energia de regulação secundária a subir assignada à unidade de venda **j**, durante a hora **h**.

ERTS(i,h) - Energia de regulação terciária a subir assignada à unidade de venda **i**, durante a hora **h**.

12.6.4.2.3 Pagamento dos sobrecustos de regulação

O pagamento dos sobrecustos horários de regulação será pago por todos os Agentes de Mercado que se desviarem em cada hora, na proporção do valor absoluto do desvio, de acordo com a expressão:

$$PCVR(a,h) = K(a,h) * SBR(h)$$

Com:

PCVR(a,h) – Parcela de custos variáveis de regulação a cargo do agente **a**, na hora **h**

K(a,h) – factor de imputação dos custos variáveis ao agente **a**, durante a hora **h**, dado pela expressão:

$$K(a,h) = \frac{abs(D(a,h))}{\sum_a Abs(D(a,h))}$$

Sendo D(a,h) – desvio do agente **a**, durante a hora **h**

SBR(h) – sobrecusto de regulação horário imputável aos mecanismos de gestão da relação geração-consumo mobilizados pelo Gestor de Sistema, em tempo real.

12.7 Medição de energia

12.7.1 Considerações e princípios de base

Toda a energia eléctrica trocada nos pontos de ligação do Agente de Mercado à rede eléctrica de serviço público será objecto de medição.

A energia eléctrica trocada num ponto de ligação poderá ser medida por um só sistema de contagem ou ser calculada por valores de vários sistemas de contagem.

O Acerto de Contas receberá os valores de contagem de todas as unidades de programação dos Agentes de Mercado em todos os períodos de 15 minutos do dia.

A medição e disponibilização de dados ao Acerto de Contas, das energias afectas às unidades de programação de consumo, é da responsabilidade do operador das redes de distribuição em MT e AT, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

A informação destes valores de consumo dos comercializadores, em termos de valores provisórios para liquidação, deve ser fornecida ao Acerto de Contas no prazo máximo de um dia útil subsequente ao do consumo efectivo.

A recolha da medição da energia eléctrica emitida pelas unidades produtoras dos Agentes de Mercado é efectuada directamente pelo Acerto de Contas por meio de telecontagem.

Na sequência de situações excepcionais, o Acerto de Contas poderá modificar os valores recebidos, sempre que disponha de informações ou medidas adicionais que o justifiquem. Dessas alterações manterá um registo com as respectivas causas e informará os Agentes de Mercado afectados.

12.7.2 Cálculo da energia entregue à rede eléctrica de serviço público

A energia entregue à rede eléctrica de serviço público, quer nas fronteiras de produção de energia eléctrica, quer nas interligações internacionais considera-se já num referencial de geração, pelo que não está sujeita a ajustamento para perdas.

12.7.3 Cálculo da energia recebida da rede eléctrica de serviço público

Nas fronteiras entre a rede eléctrica de serviço público e os Agentes de Mercado consumidores a quantidade de energia recebida da rede eléctrica de serviço público está sujeita aos mecanismos de aplicação de perfis de carga, ajustamento para perdas nas redes e adequação entre as curvas de geração e de consumo, sendo disponibilizada ao Acerto de Contas pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, para efeito dos cálculos de desvios.

12.8 Resolução de restrições técnicas

12.8.1 Considerações gerais

Entende-se por restrição técnica qualquer circunstância ou incidência derivada da situação produção-transporte que, por afectar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema requeira, a critério técnico do Gestor de Sistema, a modificação dos programas.

A resolução de restrições técnicas tem por base ofertas específicas efectuadas pelos Agentes de Mercado para o processo de resolução de restrições técnicas.

Podem apresentar ofertas deste tipo os Agentes de Mercado titulares de Unidades de Programação, associadas tanto a transacções de mercado como a contratos bilaterais com entrega física, dos tipos seguintes:

- de venda de energia, correspondentes a instalações de produção;
- de aquisição de energia para bombagem.

12.8.2 Sobrecustos para o SEN por resolução de restrições técnicas durante a fase de verificação técnica do PDBF

12.8.2.1 Responsabilidade pelo pagamento dos sobrecustos

A resolução de restrições técnicas durante a fase de verificação técnica do PDBF implica alterações na programação da produção ou da aquisição para bombagem, acarretando custos adicionais para o sistema eléctrico.

O pagamento referente à resolução de restrições técnicas internas, em cada período horário, será efectuado por todos os Agentes de Mercado com consumo próprio, ou representando o consumo de clientes por si fornecidos, na proporção da programação constante no PDBF em cada período horário, de acordo com a seguinte fórmula:

$$ERRTPDBF(a,h) = \frac{ECCPDBF(a,h)}{\sum_{a} ECCPDBF(a,h)} \times SRRTPDBF(h)$$

Onde:

$ERRTPDBF(a,h)$ - Encargo de resolução de restrições técnicas do PDBF afecto ao agente **a**, no período horário **h**.

$ECCPDBF(a,h)$ - Energia comprada contratada no PDBF associada ao agente **a**, no período horário **h**.

$SRRTPDBF(h)$ - Sobrecusto de resolução de restrições técnicas do PDBF, no período horário **h**.

12.8.2.2 Obtenção do sobrecusto para o SEN, resultante da resolução de restrições técnicas durante a verificação técnica do PDBF

O custo adicional para o SEN, resultante da resolução de restrições técnicas na fase de verificação técnica do PDBF, é dado pela diferença entre os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento dos Agentes de Mercado de que resultaram alterações aos programas introduzidas pelo Gestor de Sistema.

O processo de resolução de restrições técnicas do PDBF consta de duas fases, tal como descrito no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema:

- Fase 1: modificação do programa PDBF por critérios de segurança;
- Fase 2: reequilíbrio da relação geração-consumo.

A primeira fase tem por objectivo determinar as restrições técnicas que possam afectar a execução do PDBF, identificando as alterações à programação necessárias para eliminar as restrições técnicas detectadas, estabelecendo limites de segurança para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados.

Na segunda fase de resolução de restrições técnicas, pretende-se eliminar o possível desequilíbrio entre a geração e o consumo, resultante da utilização na primeira fase, de ofertas de resolução de restrições técnicas restringidas pelas limitações de segurança estabelecidas, e/ou insuficientes/superiores para o equilíbrio geração consumo, mediante a utilização de outras ofertas de resolução de restrições técnicas, respeitando igualmente os valores de segurança do sistema, estabelecidos na primeira fase do processo de resolução de restrições técnicas.

12.8.2.3 Fase 1 – Direitos de recebimento e obrigações de pagamento

12.8.2.3.1 Direitos de recebimento

As Unidades de Programação de venda de energia que resultem com incremento de energia no PDBF, por efeito de resolução de restrições técnicas, têm direito de recebimento (venda de energia da unidade de venda ao Gestor de Sistema) da energia de incremento mobilizada, mediante a utilização do valor mínimo entre o valor das ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e o valor das apresentadas, e não contratadas, no mercado diário.

As unidades de aquisição de energia com redução no PDBF por efeito de resolução de restrições técnicas, com direito de recebimento, são:

- Unidades de aquisição para consumo de bombagem participantes no mercado diário ou em contratação bilateral, com ofertas para resolução de restrições técnicas mobilizadas – direito de recebimento correspondente ao valor das ofertas mobilizadas pelo Gestor de Sistema;

- Unidades de aquisição de energia para consumo, participantes no mercado diário – direito de recebimento correspondente à energia reduzida, valorizada ao preço de encontro do mercado diário.

As unidades de aquisição de energia através de contratação bilateral, desmobilizadas no todo ou em parte em resultado de uma restrição técnica, não têm qualquer direito de recebimento.

12.8.2.3.2 Obrigações de pagamento

As unidades de venda de energia com redução no PDBF para resolução de restrições técnicas, com obrigação de pagamento (compra de energia da unidade de venda ao SEN) são:

- Unidades de venda participantes no mercado diário ou em contratação bilateral, com ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas mobilizadas – obrigação de pagamento correspondente às unidades mobilizadas, valorizadas mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário. A valorização das ofertas utilizadas com preços inferiores a 85% do preço de encontro do mercado diário, efectua-se ao valor mínimo de 0,85 x Preço de encontro;
- Unidades de venda de energia contratadas no mercado diário, com redução no PDBF como resultado da restrição técnica – obrigação de pagamento da energia reduzida, ao preço de encontro do mercado diário.

As unidades de venda de energia por contratação bilateral, desmobilizadas no todo ou em parte como resultado da restrição técnica, não têm qualquer obrigação de pagamento.

12.8.2.4 Fase 2 – Direitos de recebimento e obrigações de pagamento

12.8.2.4.1 Direitos de recebimento

As unidades de venda com incrementos no PDBF para resolver um défice de geração têm direito de recebimento (venda de energia das unidades de venda ao SEN):

- Unidades de venda participantes no mercado diário ou em contratação bilateral, com ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas mobilizadas – direito de recebimento correspondente às unidades mobilizadas, mediante a utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não contratadas no mercado diário);

As unidades de aquisição com reduções no PDBF para resolver um défice de geração têm direito de recebimento (Venda de energia da unidade de aquisição ao SEN):

- Unidades de aquisição de energia para consumo de bombagem participantes no mercado diário ou em contratação bilateral, com ofertas para resolução de restrições técnicas mobilizadas, têm um direito de recebimento correspondente ao valor das ofertas mobilizadas pelo Gestor de Sistema;

12.8.2.4.2 Obrigações de pagamento

As unidades de venda com reduções no PDBF para resolver um excesso de geração têm obrigação de pagamento (compra de energia da unidade de venda ao SEN):

- Unidades de venda participantes no mercado diário ou em contratação bilateral, com ofertas para o processo de resolução de restrições técnicas mobilizadas – obrigação de pagamento correspondente às unidades mobilizadas, mediante a utilização do valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário. A valorização das ofertas utilizadas com preços inferiores a 85% do preço de encontro do mercado diário, para cada hora, efectua-se ao valor mínimo de 0,85 x preço de encontro.

12.8.2.5 Alterações sem incidência económica

As unidades de venda com contratação bilateral, com reduções no PDBF correspondentes a contratos bilaterais cujo consumo é reduzido na primeira fase do processo de resolução de restrições técnicas, não terão nenhum direito ou obrigação económica perante o SEN.

As unidades de aquisição de energia para consumo de produtores hidroeléctricos em bombagem, com reduções no PDBF, correspondentes a contratos bilaterais cuja geração é reduzida na primeira fase do processo de resolução de restrições técnicas, não terão nenhum direito ou obrigação económica perante o SEN.

12.8.3 Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

As restrições técnicas detectadas nos resultados das diferentes sessões dos mercados intradiários são resolvidas através da eliminação das ofertas que as originam, não advindo daí nenhum custo adicional para o sistema.

12.8.4 Resolução de restrições técnicas em tempo real

As restrições técnicas detectadas em tempo real são solucionadas através da regulação por serviços de sistema contratados de reserva terciária.

As ofertas de regulação terciária utilizadas na resolução de restrições técnicas em tempo real, não serão consideradas para obtenção do preço marginal da energia de regulação terciária.

12.8.4.1 Responsabilidade pelo pagamento dos sobrecustos

Em cada hora, os eventuais sobrecustos da resolução de restrições técnicas em tempo real são pagos por todo o consumo efectuado nessa hora, na proporção do respectivo consumo no referencial de geração, de acordo com a seguinte fórmula:

$$ERRTTR(a,h) = \frac{ECA(a,h)}{\sum_{a} ECA(a,h)} \times SRRTTR(h)$$

Onde:

$ERRTTR(a,h)$ - Encargo de resolução de restrições técnicas em tempo real afecto ao agente **a**, no período horário **h**.

$ECA(a,h)$ - Energia de consumo no referencial de geração afecta ao agente **a**, no período horário **h**.

$SRRTTR(h)$ - Sobrecusto de resolução de restrições técnicas em tempo real, no período horário **h**.

12.8.4.2 Obtenção do sobrecusto resultante para o SEN da resolução de restrições técnicas em tempo real

O custo adicional para o SEN, resultante da resolução de restrições técnicas em tempo real, é dado pela diferença existente entre os direitos de recebimento e as obrigações de pagamento resultantes da resolução das restrições técnicas em tempo real.

12.8.4.3 Direitos de recebimento e obrigações de pagamento na resolução de restrições técnicas em tempo real

As unidades de venda com direitos de recebimento por incremento da programação horária para resolução de restrições técnicas em tempo real, são:

- Unidade de venda com ofertas de regulação terciária a subir empregues na resolução de restrições técnicas, em tempo real (estas ofertas não são contabilizadas para a determinação do preço marginal horário das ofertas de regulação terciária);

As unidades de venda com obrigações de pagamento por redução da programação horária para resolução de restrições técnicas em tempo real, são:

- Unidade de venda com ofertas de regulação terciária a baixar empregue na resolução de restrições técnicas, em tempo real (estas ofertas não são contabilizadas para a determinação do preço marginal horário das ofertas de regulação terciária);
- Unidade de venda desmobilizada, devido a restrição técnica em tempo real, adquire a energia mobilizada para suprir a sua desmobilização, a preço de encontro, não tendo desvio no período horário.

As unidades de aquisição com direitos de recebimento por redução da programação horária para resolução de restrições técnicas em tempo real, são:

- Unidade de aquisição de energia para bombagem, com ofertas de regulação terciária a subir empregue na resolução de restrições técnicas em tempo real (estas ofertas não são contabilizadas para a determinação do preço marginal horário das ofertas de regulação terciária);
- Unidade de aquisição desmobilizada, devido a restrição técnica em tempo real, fornece a energia desmobilizada a preço de encontro, não tendo desvio no período horário.

12.8.4.4 Pagamentos e recebimentos aos agentes que resolvem as restrições

Os pagamentos e recebimentos devidos pela resolução das restrições técnicas em tempo real correspondem ao somatório do valor das ofertas mobilizadas pelo Gestor de Sistema, para esse efeito.

12.9 Liquidação mensal

12.9.1 Nota de liquidação mensal

No prazo de cinco dias úteis seguintes ao final do mês, o Acerto de Contas colocará à disposição dos Agentes de Mercado, pelo Sistema Informático do Acerto de Contas - SIAC, uma nota de liquidação mensal.

Esta nota de liquidação apresentará obrigatoriamente, no caso dos agentes de mercado produtores, a discriminação dos valores pelas diferentes áreas de balanço estabelecidas.

12.9.2 Contestação à nota de liquidação mensal

O Agente dispõe de um prazo de 5 dias, desde a data de disponibilização da nota de liquidação mensal, para contestar os valores apresentados, findo o qual são dados como aceites pelo Agente para efeitos de incorporação de eventuais correcções na referida nota de liquidação, com efeitos na data de pagamento/recebimento seguinte.

A não contestação, dentro deste prazo, significa que o Agente de Mercado aceita a liquidação efectuada como válida para efeitos dos pagamentos e recebimentos a efectuar na data de liquidação mensal seguinte.

Passado este prazo, o Agente de Mercado mantém a possibilidade de apresentar uma posterior reclamação sobre a nota de liquidação, mas a eventual alteração apenas se fará reflectir nas datas de liquidação seguintes.

12.9.3 Conteúdo da nota de liquidação mensal

As notas de liquidação mensais indicarão obrigatoriamente, para cada período diário:

- Energias contratadas no mercado diário e por contratação bilateral;
- Programa horário final;
- Programa horário operativo de liquidação, incluindo as alterações introduzidas por instruções de despacho, em tempo real, ao programa horário operativo;

- Energia activa verificada, ajustada para o referencial de mercado;
- Custos fixos de reserva de regulação;
- Custos variáveis de reserva de regulação;
- Energia de desvio por excesso;
- Valorização do desvio por excesso;
- Energia de desvio por defeito;
- Valorização do desvio por defeito;
- Agravamento do desvio de unidades de programação genéricas;
- Encargos devidos à gestão de restrições técnicas internas;
- Custos e Proveitos por participação directa no mercado de serviços de sistema;
- Impostos aplicáveis.

12.9.4 Liquidações provisórias e definitivas

As liquidações mensais podem ser provisórias ou definitivas.

Os motivos que condicionam o carácter provisório da liquidação são:

- Não ter ainda terminado o período de liquidação;
- A utilização de contagens com carácter provisório;
- A existência de reclamações pendentes;
- A verificação, à posteriori, de valores errados numa liquidação considerada como definitiva, que não puderam ser detectados no momento devido, nem pelo Agente de Mercado, nem pelo Acerto de Contas;
- Qualquer outra causa que determine insuficiência ou erro em alguma informação necessária para efectuar a liquidação.

Não se verificando quaisquer dos motivos acima indicados a liquidação mensal será considerada definitiva e dela resultarão direitos de recebimento e obrigações de pagamento firmes.

A correcção aos valores da nota de liquidação mensal não poderá ocorrer em data posterior em mais 10 meses à data da nota de liquidação inicial.

13 SISTEMA DE PAGAMENTOS, RECEBIMENTOS E GARANTIAS

13.1 Procedimentos Gerais

13.1.1 Liquidação e facturação

O Acerto de Contas, para realizar a liquidação mensal referida no presente Manual de Procedimentos, comunicará aos Agentes de Mercado que tiverem actuado como compradores ou vendedores, quer por contratação bilateral, quer por participação no mercado diário e intradiário, as Notas de Liquidação para os pagamentos e recebimentos que respectivamente lhes corresponda realizar em cada período mensal de liquidação.

O Agente tem direito ao recebimento, ou obriga-se ao pagamento, dos montantes devidos pelas transacções realizadas, pelos valores constantes da nota de liquidação mensal e na data e hora definidos pelo Acerto de Contas, independentemente da data de recepção da facturação do Acerto de Contas.

O Agente receberá a facturação correspondente à nota de liquidação mensal a pagamento, que deverá ser emitida pelo menos 5 (cinco) dias úteis antes da data de pagamento.

13.1.2 Características da facturação

O Acerto de Contas enviará aos Agentes de Mercado a correspondente facturação e eventuais documentos de suporte, os quais, em conjunto com os elementos disponibilizados pelo SIAC, deverão conter informação sobre os elementos seguintes:

- Período mensal de liquidação;
- Valor final da valorização de desvios;
- Encargos/proveitos devidos à resolução de restrições técnicas internas;
- Informação sobre o IVA, quando aplicável;
- Total a pagar/receber.

13.1.3 Obrigações dos Agentes de Mercado devedores

O Agente de Mercado devedor obriga-se a efectuar o pagamento que lhe corresponder, incluindo o IVA quando aplicável. A data e hora limite para efectuar o pagamento serão aquelas indicadas no Sistema de Informação do Acerto de Contas (SIAC), onde deverá ser consultada a nota de liquidação mensal.

13.1.4 Direitos dos Agentes de Mercado credores

O Agente de Mercado credor tem direito a receber o montante que lhe corresponder, resultado da liquidação mensal, incluindo o IVA quando aplicável. O recebimento será realizado através da entidade bancária, pela conta designada para o efeito, a partir da data e hora limite definidas.

13.1.5 Conta designada para recebimentos e pagamentos

A REN designará uma conta em instituição bancária nacional para os efeitos de recebimento e pagamento, cujos elementos de identificação comunicará aos Agentes de Mercado.

13.1.6 Regime para os pagamentos em mora

O não recebimento pelo Acerto de Contas, até à data e hora limite de pagamento, de notificação da ordem de transferência bancária dos montantes constantes da nota de liquidação tem as consequências seguintes:

- A REN poderá executar imediatamente, a garantia constituída, conforme estabelecido em 13.2.9.

- Enquanto o pagamento não estiver totalmente realizado, o Agente de Mercado é considerado em mora e, sobre as quantias em dívida incidirão juros calculados nos termos especificados em 13.2.10.

13.2 Procedimentos relativos às garantias

13.2.1 Constituição de Garantias

Os Agentes de Mercado devem prestar à REN, garantia suficiente para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transacções, de tal modo que se garanta o recebimento integral dos valores devidos pela participação no sistema do Acerto de Contas, no próprio dia em que se efectue a liquidação do período correspondente.

O valor da garantia de pagamento a ser prestada corresponderá à melhor aproximação disponível das obrigações financeiras, decorrentes da participação do agente no sistema do Acerto de Contas:

- No cálculo do montante da garantia a ser prestada por um agente comprador no sistema do Acerto de Contas, serão consideradas as parcelas de desvios e de encargos relativos a resolução de restrições técnicas internas, acrescidos do valor do IVA correspondente.
- No cálculo do montante da garantia a ser prestada por um agente fornecedor serão consideradas as parcelas de desvios, próprias e referentes à carteira de clientes por si fornecidos que não se constituíram como agentes de mercado e resolução de restrições técnicas internas, quando aplicáveis, acrescidos do valor do IVA correspondente.

A falta de prestação desta garantia, a sua não aceitação pela REN, por ser considerada insuficiente ou inadequada, ou pela sua não manutenção e actualização, impedirão o Agente de Mercado de actuar no sistema do Acerto de Contas, originando a suspensão do contrato de adesão ao sistema do Acerto de Contas.

13.2.2 Manutenção de Garantias

As garantias prestadas a favor do operador da rede de transporte, no âmbito da função Acerto de Contas, só serão libertadas no momento em que o Agente de Mercado perca, por qualquer causa, a respectiva condição de Agente e se mostrem cumpridas todas as obrigações decorrentes da sua participação no sistema do Acerto de Contas.

13.2.3 Cobertura das Garantias

A garantia prestada por cada Agente de Mercado responderá, sem qualquer limitação, pelas obrigações emergentes da sua participação no sistema do Acerto de Contas, conforme estabelecido no presente Manual de Procedimentos.

Esta garantia não responderá por obrigações contraídas com pessoas ou entidades que não actuem como Agentes de Mercado, ainda que com direitos de recebimento do sistema do Acerto de Contas. Em particular, não responderá por obrigações de pagamento, no âmbito de contratos bilaterais ou contratação em mercados diário e intradiário que os Agentes de Mercado tenham livremente estabelecido.

13.2.4 Garantias a prestar pelos Agentes de Mercado

Os Agentes de Mercado obrigam-se a prestar a favor do operador da rede de transporte, no âmbito da função Acerto de Contas, uma garantia de operação, cujo montante será determinado pelo Acerto de Contas, destinada a assegurar com carácter permanente, um nível de garantia suficiente das obrigações previsíveis do Agente de Mercado.

O operador da rede de transporte, pode aceitar, para além da prestação directa, garantias constituídas pelos Agentes de Mercado junto de uma terceira entidade mediante contrato a estabelecer entre esta entidade e o operador da rede de transporte.

13.2.5 Espécies de Garantias

As garantias a prestar pelos Agentes de Mercado a favor do operador da rede de transporte, no âmbito da função Acerto de Contas, podem revestir as espécies constantes em Aviso do Acerto de Contas.

Se a entidade avalista for declarada em suspensão de pagamentos ou em falência, ou perder a autorização administrativa para o exercício da sua actividade, o Agente de Mercado obrigado a prestar garantia deverá substituir essa garantia por outra da mesma modalidade ou de outra modalidade constante no acima referido Aviso, e respeitando os prazos fixados no presente Manual de Procedimentos.

O pagamento com endosso à garantia executada, deverá efectuar-se de tal modo que a REN o possa fazer efectivo a primeiro requerimento e no prazo máximo de vinte e quatro horas após o momento em que o pagamento é requerido ao avalista.

13.2.6 Determinação do montante das garantias e respectiva constituição

Com base no estabelecido em 13.2.4, o valor mínimo das garantias de operação que cada Agente de Mercado deve prestar em cada momento, será determinado pelo Acerto de Contas, respeitando os seguintes pressupostos:

a) O período de risco que a garantia deve cobrir, corresponderá ao período de liquidação, acrescido do número de dias que decorrem entre a liquidação e o limite do prazo de pagamento adicionado dos seguintes cinco dias necessários para a constituição de novas garantias em caso de incumprimento de pagamento. Na vigência do presente manual esse período é de 60 dias.

b) Consideração de uma margem para eventuais desvios próprios e do conjunto de entidades de que é fornecedor, e que não se constituíram como agentes de mercado, bem como encargos devidos à resolução de restrições técnicas internas, quando aplicáveis.

c) A actualização dos montantes das garantias em função das liquidações realizadas.

d) Os valores que, atendendo a todos os pressupostos anteriores, sejam devidos para cobertura de encargos resultantes dos impostos aplicáveis.

13.2.6.1 Cálculo do valor mínimo para a garantia inicial

Com a adesão ao sistema do Acerto de Contas, será estabelecido um valor mínimo para a garantia inicial que o Agente de Mercado deverá apresentar.

O estabelecimento desse valor mínimo respeitará as seguintes regras:

- A garantia responderá por encargos devidos a Desvios, próprios e das entidades por si fornecidas que não tenham acedido ao estatuto de Agente de Mercado, por encargos devidos a resolução de restrições técnicas internas, e imposto de IVA, quando aplicáveis.
- O período de risco a cobrir pela garantia é de 60 dias.
- A previsão do valor de energia activa consumida por um Agente de Mercado consumidor é calculada com base no valor médio mensal do consumo do ano anterior, considerando um acréscimo de 5 % para o ano corrente, se outro valor mais elevado de participação no mercado não for indicado pelo Agente.
- É considerado um ajustamento para perdas médio de 7,61 %.
- A previsão do valor da energia entregue por um produtor nacional é calculada com base na respectiva capacidade de produção instalada em Portugal, considerando-se uma redução de 70% no valor da garantia calculada, devida aos eventuais direitos de recebimento por participação nos mercados de serviços de sistema, sempre que o produtor participe nesses mercados. O valor da redução mencionada poderá ser objecto de revisão quando existir uma série de valores históricos com representatividade suficiente.

- Prevê-se a ocorrência de um valor de desvios por defeito de 5 % da energia consumida ou entregue, valorizado ao máximo preço médio horário mensal de desvio por defeito do ano anterior. Na ausência de histórico suficiente relativo a este valor, em ambiente de funcionamento do MIBEL, considera-se o máximo preço marginal médio mensal do mercado diário do MIBEL, com um acréscimo de 30 % devido ao sobrecusto de regulação.
- Para efeito de cobertura de responsabilidades de pagamento dos Agentes de Mercado compradores relativas aos encargos de resolução de restrições técnicas internas, considera-se um acréscimo de 10 % face ao valor obtido para a cobertura de desvios. O valor percentual utilizado deverá ser reavaliado quando existir uma série de valores históricos com representatividade suficiente.
- O valor da garantia de um Agente de Mercado comercializador não poderá ser inferior a um milhão de euros.

Os Agentes de Mercado poderão sempre apresentar garantia superior à mínima estabelecida pelo Acerto de Contas, a fim de salvaguardar a manutenção da sua suficiência perante eventuais encargos superiores aos decorrentes dos pressupostos anteriores, nomeadamente por alteração do perfil de carga da instalação e/ou capacidade de controlo do nível de desvio e eventual aumento do número de entidades por si fornecidas.

13.2.6.2 Verificação diária da suficiência da garantia apresentada

A verificação diária da suficiência da garantia apresentada pelos Agentes de Mercado é sujeita a actualização em face das liquidações diárias efectuadas.

Após a liquidação diária do dia (**k**) o Acerto de Contas verificará a suficiência da Garantia prestada pelo Agente de Mercado de acordo com a fórmula seguinte:

$$GP(a) \geq GE(a,k)$$

Sendo:

GP(a) Garantia prestada pelo Agente de Mercado **a** ao Acerto de Contas (garantia maior ou igual ao valor mínimo calculado pelo Acerto de Contas para a garantia inicial, no primeiro período de risco),

GE(a,k) Garantia efectiva, resultante das transacções do Agente de Mercado **a**, durante os **k** dias decorridos no período de risco (dias liquidados não pagos), dada por:

$$GE(a,k)=\frac{60-k}{60} * Max(GM(a),GE(a,pra)) + \sum_{n=1}^{k}(VP(n)-VR(n))$$

Com:

GM(a) Garantia calculada pelo Acerto de Contas, como valor mínimo a apresentar pelo agente **a**, para o primeiro período de risco (valor passível de revisão pelo Acerto de Contas, sempre que se revele desajustado)**,**

GE(a,pra) Garantia efectiva do agente **a**, resultante da sua participação no mercado, durante o período de risco anterior (pra),

Max(GM(a),GE(a,pra))	Função Máximo calculada no início de cada período de risco, após a data de pagamento mensal.
k	número de dias liquidados e ainda não pagos
VP(n)	Valor total a pagar segundo a liquidação diária do dia (n)
VR(n)	Valor total a receber segundo a liquidação diária do dia (n)

Sempre que a inequação acima não se verifique, a garantia GP(a) deverá ser elevada para o valor mínimo que a verifique.

13.2.7 Manutenção e actualização das garantias

Sempre que as garantias prestadas pelo Agente de Mercado se tornem insuficientes, em consequência da sua execução pela REN ou por qualquer outra razão, o Acerto de Contas solicitará ao Agente de Mercado que as reforce no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis.

Decorrido o prazo referido sem que as garantias tenham sido repostas o Acerto de Contas poderá determinar a suspensão do Agente de Mercado, concedendo-lhe um novo prazo de dez dias úteis para o mesmo efeito. Decorrido este prazo a suspensão dará lugar a rescisão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas e dela será dado conhecimento à ERSE.

13.2.8 Gestão de Garantias

O Acerto de Contas será responsável pela supervisão das obrigações de constituição e manutenção de garantias e da respectiva actualização.

13.2.9 Critérios de Actuação em caso de Incumprimentos de Pagamento

Em caso de algum Agente de Mercado entrar em incumprimento das suas obrigações de pagamento, decorrentes das transacções efectuadas no sistema do Acerto de Contas, a REN executará com a máxima diligência e com a maior brevidade as garantias constituídas a seu favor.

13.2.10 Atrasos nos Pagamentos e Juros de Mora

Em caso de não pagamento pontual, total ou parcialmente, o Agente de Mercado incumpridor fica obrigado ao pagamento de juros de mora sobre a quantia em dívida, contados desde a data limite de pagamento indicada na factura até à data em que o pagamento for efectivamente realizado.

A taxa de juros de mora a aplicar será a taxa de juro legal em vigor.

Igual procedimento será aplicado em caso de atraso de pagamento do operador da rede de transporte ao Agente, por razões que lhe sejam imputáveis.

13.2.11 Incumprimento Prolongado nos Pagamentos por Realizar

Em caso de incumprimento prolongado das obrigações de pagamento por parte de um Agente de Mercado, que não esteja coberto pelas garantias prestadas, a REN opor-se-lhe-á judicialmente, ou por outro meio admitido pelo ordenamento jurídico, em nome e representação dos agentes vendedores no mercado. O Agente de Mercado incumpridor ficará obrigado a pagar os descobertos com juros e todos os danos e prejuízos causados.

Para este efeito considera-se que existe um incumprimento prolongado das obrigações de pagamento de um Agente de Mercado quando decorrerem mais de trinta dias desde a data em que o pagamento foi exigido sem que tenha sido efectuado.

14 DESCRIÇÃO FUNCIONAL DO SISTEMA DE INFORMAÇÃO DO ACERTO DE CONTAS – SIAC

14.1 Características gerais

O Sistema de Informação do Acerto de Contas tem como objectivo suportar as funções do Acerto de Contas, nomeadamente:

a) Receber as comunicações das quantidades dos contratos bilaterais provenientes dos vários Agentes de Mercado, transmitindo-as ao Gestor de Sistema, sob a forma de um programa de produção, para efeitos de verificação técnica da programação;

b) Receber as comunicações dos Operadores de Mercado referente as quantidades contratadas por cada Agentes de Mercado nos mercados por eles geridos;

c) Receber e comunicar, de forma célere, toda a informação susceptível de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços;

d) Receber dos vários Operadores das Redes de Distribuição quaisquer ocorrências que possam impedir a normal exploração das suas redes e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada;

e) Comunicar aos Agentes de Mercado toda a informação relevante resultante dos programas técnicos e económicos constantes nas alíneas anteriores.

f) Efectuar as liquidações descritas no presente Manual;

g) Comunicar aos Agentes de Mercado, através do sistema, o estado da garantia sob caução.

14.2 Meios de Comunicação

O Acerto de Contas colocará à disposição dos Agentes de Mercado meios electrónicos, que integram o Sistema de Informação do Acerto de Contas – SIAC, por forma a assegurar as comunicações no âmbito do Sistema do Acerto de Contas e permitir o acesso dos Agentes de Mercado aos seus servidores de informação.

Constituem encargos do Agente de Mercado os custos de instalação, de manutenção e de utilização dos equipamentos e serviços de comunicações necessários à sua participação no Sistema do Acerto de Contas.

O Acerto de Contas poderá actualizar os meios de comunicação do SIAC, devendo manter informados os Agentes de Mercado de todas as modificações com uma antecedência que lhes permita tomar as medidas necessárias à adaptação às novas características desse sistema. As alterações que forem necessárias introduzir nos sistemas informáticos dos Agentes de Mercado serão da exclusiva responsabilidade destes.

O Acerto de Contas obriga-se a detalhar, através de Avisos do Acerto de Contas, os meios electrónicos utilizados para a troca de informação com os diversos intervenientes no mercado.

14.3 Equipamentos e programas operativos

Os equipamentos e programas operativos do sistema, assentam nos seguintes princípios:

14.3.1 Garantia Operacional

O sistema opera em modo permanente, sendo para isso suportado por uma arquitectura suficientemente robusta e por serviços redundantes, pelo que a sua continuidade operativa é salvaguardada em caso de qualquer falha única de equipamento, comunicação, ou outra.

14.3.2 Desempenho

A arquitectura do sistema garante um bom desempenho do mesmo, tendo em atenção o volume de informação esperado.

Os tempos de resposta e de sincronismo entre os vários intervenientes do sistema (internos e externos) satisfazem os níveis de desempenho necessários à eficiente condução da actividade do Acerto de Contas.

14.3.3 Segurança

O sistema contempla os vários níveis de segurança necessários, nomeadamente no que diz respeito a:

- Segurança no controlo de acesso à rede, local e remotamente garantindo a devida autorização e autenticação dos intervenientes;
- Segurança e confidencialidade nas transacções efectuadas entre os vários intervenientes garantindo a encriptação da informação;
- Segurança no controlo de acesso aos registos de informação na Base de Dados, dentro da própria rede local.

14.3.4 Escalabilidade e Flexibilidade

O sistema é dimensionado de forma a permitir um aumento do número de intervenientes no processo e consequentemente um aumento do volume de informação, sem degradação de performance.

Para tal, assenta numa plataforma modular, permitindo incorporar novas funcionalidades sempre que necessário, de forma simples e transparente para os Agentes de Mercado.

14.3.5 Interface amigável com o utilizador

O interface homem/máquina do sistema é bastante simples, podendo ser utilizado de forma fácil, sendo suportado em equipamentos e programas standard de mercado.

14.4 Redes e comunicações

As redes e comunicações do sistema assentam numa filosofia de elevada segurança e total auditabilidade estando suportadas pela seguinte plataforma.

14.4.1 Rede local

As comunicações internas no sistema do Acerto de Contas são asseguradas via rede local própria autónoma, cujas características principais são as seguintes:

- Controlo de acessos de acordo com o definido em 14.3.3;
- Trilho de auditoria de todos os acessos realizados;
- Interligação à rede do Gestor de Sistema, para efeitos de troca de informação, através de mecanismos físicos que garantam total segurança do sistema;
- Trilho de auditoria de todas as trocas de informação realizadas.

14.4.2 Comunicações com o exterior

As comunicações com o exterior são asseguradas via acesso standard disponibilizado pelo Sistema do Acerto de Contas, cujas características principais são as seguintes:

- Controlo de acessos e níveis de segurança de acordo com o definido em 14.3.3;
- Trilho de auditoria de todos os acessos realizados.

15 FLUXOS DE INFORMAÇÃO

15.1 Critérios para estabelecimento de um fluxo de informação

Os fluxos de informação do Acerto de Contas para as outras funções da REN e para as restantes entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente Manual de Procedimentos deverão ser claramente estabelecidos na sua forma e conteúdo, de maneira a possibilitar uma utilização eficiente do Sistema do Acerto de Contas.

Na transmissão de informações, o Acerto de Contas deverá observar critérios de isenção e transparência, assegurando igualdade de tratamento e oportunidades para todos os intervenientes do Sistema do Acerto de Contas.

Toda a informação classificada como comercialmente sensível constante da lista disponibilizada no Anexo I do presente Manual e, elaborada conforme disposto no Regulamento de Relações Comerciais, deverá ser objecto do mais rigoroso sigilo. Sempre que se justifique, o Acerto de Contas poderá rever os fluxos de informação enumerados, no sentido de os optimizar ou adaptar a novas necessidades, tendo sempre em conta os critérios atrás referidos.

A informação contida nos diversos fluxos de informação deverá ser transmitida utilizando o Sistema de Informação do Acerto de Contas ou via correio electrónico, incluindo ficheiros para consulta e tratamento da informação.

A informação recebida deverá ser registada, identificando a data e hora de recepção, e devidamente arquivada para posterior consulta.

15.2 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e o Gestor de Sistema

15.2.1 Do Acerto de Contas para o Gestor de Sistema

- Celebração de Contratos Bilaterais, declarados no Acerto de Contas;
- Informação de adesão dos Agentes de Mercado ao Sistema do Acerto de Contas;
- Programa provisório diário, o qual inclui o programa provisório de contratação bilateral e o programa de contratação no mercado organizado;
- Programa incremental do mercado intradiário;
- Períodos da sessão intradiária anuladas pelo Operador de Mercado;
- Informação de contagem discriminada por Agente de Mercado;

15.2.2 Do Gestor do Sistema para o Acerto de Contas

- Programa diário base de funcionamento;
- Programa diário viável provisional;
- Programa Horário Final;
- Programa Horário Operativo;
- Programa Horário Operativo de Liquidação - Programa horário operativo verificado no término da hora respectiva, incluindo a afectação às Unidades de Programação das alterações que o Gestor de Sistema introduziu, em tempo real;
- Previsão do consumo;
- Limitações zonais por segurança;
- Períodos da sessão intradiária anulados pelo Operador da Rede de Transporte;
- Indisponibilidades dos Produtores;

- Energias e preços das ofertas mobilizadas para resolução de restrições técnicas de rede;
- Energias e preços das ofertas de serviços de sistema de reserva mobilizadas para a gestão de desvios;
- Capacidade diária e semanal de Interligação, para fins comerciais;
- Incidentes e indisponibilidades de rede SEN com repercussão no funcionamento do mercado.

15.3 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e os Operadores de **Mercado**

15.3.1 Dos Operadores de Mercado para o Acerto de Contas

- Precedência económica das ofertas do mercado diário;
- Programa diário base resultante da contratação do mercado diário;
- Preços marginais do mercado diário;
- Precedência económica do mercado intradiário;
- Programa incremental resultante da contratação em cada sessão do mercado intradiário;
- Preços marginais das sessões do mercado intradiário;
- Períodos das sessões do mercado intradiário anuladas pelo Operador de Mercado.

15.3.2 Do Acerto de Contas para os Operadores de Mercado

- Programa de contratação bilateral;
- Programa diário base de funcionamento

15.4 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e os Operadores das Redes de Distribuição

15.4.1 Dos Operadores das Redes de Distribuição para o Acerto de Contas

- Dados de consumo, por períodos de 15 minutos, dos Comercializadores, ajustados para perdas e adequados ao referencial de geração de mercado;
- Ocorrências que possam impedir a normal exploração das redes de distribuição e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada;
- Celebração, suspensão e rescisão de Contratos de Uso das Redes;
- Informação sobre contratos de fornecimento das instalações de consumo MAT ligadas directamente à rede do operador da rede de transporte.

15.4.2 Do Acerto de Contas para os Operadores das Redes de Distribuição

- Diagrama de geração do mercado, por períodos de 15 minutos, incluindo a energia de emissão dos Agentes de Mercado e a importação/exportação comercial estabelecida com o sistema eléctrico espanhol.

15.5 Fluxos de informação entre o Acerto de Contas e os Agentes de Mercado

15.5.1 Do Acerto de Contas para os Agentes de Mercado

- Recepção de comunicações operacionais;
- Energia total horária transaccionada por contratos bilaterais estabelecidos por Agentes de Mercado no âmbito do SEN;

- Factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços;
- Ocorrências, designadamente incidentes e constrangimentos, que possam impedir a normal exploração das redes de distribuição e o cumprimento da contratação de energia eléctrica efectuada;
- Programa diário base de funcionamento, desagregado por Agente de Mercado e divulgado a todos os Agentes de Mercado;
- Programa Diário Viável Provisional, desagregado por Agente de Mercado e divulgado a todos os Agentes de Mercado;
- Programa Horário Final, desagregado por Agente de Mercado e divulgado a todos os Agentes de Mercado;
- Programa Horário Operativo, desagregado por Agente de Mercado e divulgado a todos os Agentes de Mercado;
- Programa Horário Operativo Final, desagregado por Agente de Mercado e divulgado a todos os Agentes de Mercado;
- Programa Horário Operativo de Liquidação (na parte que diz respeito ao Agente de Mercado);
- Preços de desvio e desvios horários totais;
- Capacidade de Interligação para fins comerciais;
- Notas de liquidação diárias e mensais;
- Estado da garantia de pagamento prestada;

Os fluxos atrás enumerados serão assegurados pelo Acerto de Contas através da disponibilização, no SIAC, da respectiva informação, à qual poderão aceder apenas as entidades autorizadas.

Os Agentes de Mercado são responsáveis pela consulta da informação que lhes diz respeito, considerando-se a mesma transmitida no momento em que é disponibilizada no SIAC.

15.5.2 Dos Agentes de Mercado para o Acerto de Contas

- Informação de inscrição e rescisão de unidades de programação;
- Comunicações de celebração e de concretização de Contratos Bilaterais;
- Informação sobre factos susceptíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços.

15.5.3 Língua a utilizar nas comunicações entre o Acerto de Contas e os Agentes de Mercado

Em todos os documentos e comunicações entre o Acerto de Contas e os Agentes de Mercado, qualquer que seja o respectivo suporte, deverá ser utilizada a língua portuguesa, sob pena de não produzirem quaisquer efeitos.

16 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

16.1 Resolução extra judicial de conflitos

Os conflitos emergentes do relacionamento comercial e contratual decorrente do contrato de adesão ao Sistema do Acerto de Contas podem ser resolvidos através do recurso a procedimentos de resolução extrajudicial de conflitos, como são a mediação, a conciliação e a arbitragem voluntária.

16.2 Arbitragem voluntária

Ao abrigo do disposto em 16.1 o contrato de adesão ao Sistema de Acerto de Contas pode incluir uma cláusula compromissória que implicará para as partes a submissão dos eventuais conflitos à arbitragem voluntária.

17 NORMA TRANSITÓRIA

O Agente Comercial, enquanto for uma função da entidade concessionária da RNT, ou uma entidade em domínio de grupo pela entidade concessionária da RNT, está isento de celebrar o Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas, assim como da apresentação das correspondentes garantias.

ANEXOS

I. LISTA DE INFORMAÇÃO COMERCIALMENTE SENSÍVEL OBTIDA NO EXERCÍCIO DA FUNÇÃO ACERTO DE CONTAS

- Informação individualizada relativa a contratos bilaterais celebrados pelos Agentes de Mercado;
- Programas de concretização diária e modificações intradiárias dos contratos bilaterais celebrados pelos Agentes de Mercado, individualizados por agente, durante o período de confidencialidade;
- Contratação estabelecida pelos agentes nos Mercados diário e intradiário de energia eléctrica, individualizados por agente, que, para efeitos de divulgação ao público em geral, deverá ser mantida em reserva de confidencialidade durante o período legalmente aplicável;
- Contratação estabelecida pelos agentes no Mercado de Serviços de Sistema de energia eléctrica, individualizados por agente, durante o período de confidencialidade;
- Programas e comunicação de ocorrências com origem no Gestor de Sistema, individualizados por agente, durante o período de confidencialidade;
- Informação desagregada de tempo real;
- Informação de contagem horária individualizada por unidade de produção, instalação consumidora, ou conjunto de instalações produtoras constituintes de uma mesma unidade de programação, durante o período de confidencialidade;
- Configuração de acesso remoto a sistemas de telecontagem, nomeadamente códigos de acesso, meios de comunicação e configurações remotas;
- Elementos de detalhe das instalações industriais dos agentes;
- Elementos de liquidação e facturação individualizados por agente;
- Elementos relativos a garantias bancárias prestadas para actuação no âmbito do Acerto de Contas;
- Ordem de mérito do mercado diário e sessões intradiárias, durante o período de confidencialidade;
- Condições particulares dos Contratos de Adesão ao Sistema do Acerto Contas;
- Condições particulares dos Contratos de Uso das Redes.

Para efeito do presente anexo considera-se que o período de confidencialidade tem a duração de três meses.

II. MINUTA DO PEDIDO DE ADESÃO AO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS

Carta a endereçar ao

Sr. Presidente do Conselho de Administração da

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Av. Estados Unidos da América, 55

1749 - 061 LISBOA

_____, com o Número de Identificação Fiscal _____, com sede em _____ , com o capital social de _____ euros, matriculada na Conservatória do Registo Comercial de _____, sob o n.º _____, vem solicitar a participação no Sistema do Acerto de Contas por forma a comunicar toda a informação exigível ao abrigo das normas legais e regulamentares em vigor aplicáveis.

Junto se anexam os documentos referidos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

III. CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO DE ADESÃO AO SISTEMA DO ACERTO DE CONTAS

Condições Gerais do
Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas

O presente Contrato é celebrado ao abrigo das normas legais, regulamentares e procedimentais aplicáveis e em conformidade com as seguintes condições:

1. OBJECTO

Constitui objecto do presente Contrato:

a) A definição das funções, responsabilidades, direitos e obrigações do **Agente de Mercado** e do **Acerto de Contas**.

b) O estabelecimento das condições de participação no Sistema do Acerto de Contas, nos termos do disposto no Regulamento de Relações Comerciais e no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

2. REQUISITOS OBRIGATÓRIOS PARA A OBTENÇÃO DA CONDIÇÃO DE AGENTE DE MERCADO

Com a assinatura do presente Contrato o Agente de Mercado fica habilitado a participar no Sistema do Acerto de Contas.

O aderente ao Sistema do Acerto de Contas terá de preencher um dos seguintes requisitos:

a) Ser titular de licença de produção em regime ordinário de energia eléctrica, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto;

b) Ser titular de licença de produção de energia eléctrica, atribuída ao abrigo de regimes jurídicos especiais, nos termos referidos no Decreto-Lei n,º 29/2006, de 15 de Fevereiro;

c) Ser uma entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, com as modificações nele introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 313/01, de 10 de Dezembro de 2001;

d) Ser titular de licença de comercialização de energia eléctrica ou obter comprovativo do registo, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, emitidos pela Direcção Geral de Geologia e Energia, no caso dos Comercializadores;

e) Ser titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica garantindo a todos os clientes que o requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto;

f) Ser um cliente ou entidade abastecida por co-geradores;

g) Ser agente de mercados organizados, não mencionados nas alíneas anteriores, detendo os requisitos previstos na legislação e regulamentação nacionais.

3. DIREITOS DO AGENTE DE MERCADO

São direitos do Agente de Mercado, para além dos referidos na legislação aplicável, os seguintes:

a) Participar no Sistema do Acerto de Contas, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

b) Obter do **Acerto de Contas** toda a informação definida no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

c) Ter garantia da confidencialidade da informação dos contratos bilaterais e das quantidades físicas contratadas nos mercados organizados, nas condições e para os períodos de duração estabelecidos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

d) Obter a autorização para emissão ou recepção da energia comunicada através de contratos bilaterais ou das quantidades físicas contratadas nos mercados organizados, sem prejuízo de eventuais restrições técnicas que possam advir quer do Sistema Eléctrico Nacional quer dos sistemas com os quais este se encontra interligado.

e) Obter o pagamento correspondente às liquidações efectuadas no âmbito do Sistema do Acerto de Contas, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

4. OBRIGAÇÕES DO AGENTE DE MERCADO

4.1. São obrigações do **Agente de Mercado**, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

a) Respeitar as disposições constantes do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, incluindo as que forem introduzidas em alterações posteriores à data de entrada em vigor do presente Contrato, desde que aprovadas pela ERSE.

b) Manter confidenciais todos os dados relativos ao acesso ao sistema informático do **Acerto de Contas**, sendo da sua conta e responsabilidade todos os custos relativos a chaves de acesso e procedimentos necessários à manutenção da referida confidencialidade.

c) Comunicar ao **Acerto de Contas** quaisquer irregularidades que possam pôr em causa a segurança da informação no Sistema de Acerto de Contas.

d) Comunicar ao **Acerto de Contas** toda a informação identificada no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, nomeadamente, a referente a contratos bilaterais. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual, e ser apresentada no formato previsto aí descrito.

e) Comunicar ao Acerto de Contas quaisquer factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado de energia eléctrica ou a formação dos preços, fornecendo toda a informação adicional que o Acerto de Contas posteriormente lhe solicite para permitir, designadamente, enquadrar e explicar a não verificação das condições inicialmente comunicadas. Esta comunicação deve incluir todas as informações referidas no mesmo Manual, e ser apresentada no formato previsto aí descrito.

f) Consultar regularmente o Sistema de Informação do Acerto de Contas, de forma a tomar conhecimento das informações e avisos emitidos pelo **Acerto de Contas**.

g) Proceder ao pagamento correspondente às liquidações efectuadas no âmbito do Sistema do Acerto de Contas, nos prazos estabelecidos.

4.2. É obrigação específica do **Agente de Mercado** cumprir todas as obrigações a que venha a incorrer junto do operador da rede de transporte no desenvolvimento da sua actividade no sector eléctrico nacional.

5. FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES DO ACERTO DE CONTAS

São funções e responsabilidades do **Acerto de Contas**, para além das referidas na legislação aplicável, as seguintes:

a) Receber do **Agente de Mercado** todas as comunicações previstas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

b) Confirmar ao **Agente de Mercado** a recepção e validação das comunicações operacionais previstas no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

c) Manter confidenciais, durante o período estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, a informação comercialmente sensível identificada no referido Manual.

d) Dar conhecimento ao **Agente de Mercado** de todas as alterações e revisões, aprovadas pela ERSE, efectuadas ao Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, bem como de todas as alterações às condições de funcionamento do próprio Sistema do Acerto de Contas.

6. CONDIÇÕES COMERCIAIS

6.1. As condições comerciais (facturação, prazos de pagamento e outras) são as constantes do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

6.2. O não pagamento das facturas e notas de crédito nas datas e horas estipuladas constitui o Agente de Mercado ou o operador da rede de transporte em mora, ficando sujeitos ao pagamento de juros de mora, à taxa de juro legal calculados a partir do primeiro dia seguinte ao vencimento da factura.

6.3. Em caso de atraso de pagamento o Acerto de Contas poderá executar de imediato as garantias constituídas a seu favor.

6.4. Se o valor das garantias for insuficiente o Agente de Mercado mantém-se em mora sobre as quantias em dívida.

6.5. O atraso no pagamento das facturas pelo Agente de Mercado, bem como dos respectivos juros de mora, pode ainda constituir fundamento para a suspensão do Contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas.

7. GARANTIAS

7.1. Para garantir o exacto e pontual cumprimento das obrigações constantes do presente contrato, e conforme aplicável, o **Agente de Mercado** prestará garantias a favor do **Acerto de Contas**, nos termos das disposições constantes do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, por forma a dar cobertura às obrigações económicas resultantes da sua actuação no Sistema do Acerto de Contas.

7.2. A não prestação das garantias ou a sua não aceitação pelo **Acerto de Contas,** com fundamento na respectiva insuficiência ou não actualização, impedem o **Agente de Mercado** de participar no Sistema do Acerto de Contas, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

8. CONFIDENCIALIDADE

8.1. O **Agente de Mercado** e o **Acerto de Contas** obrigam-se a manter confidenciais todas as informações respeitantes à sua actuação como Agente de Mercado, durante os períodos de confidencialidade, e ao seu acesso aos Sistemas Informáticos do Acerto de Contas.

8.2. Para efeitos do número anterior, não se consideram confidenciais as informações acessíveis ao público ou que tenham sido recebidas legitimamente de terceiros, bem como as sujeitas a publicação por decisão das autoridades competentes, judiciais ou administrativas.

9. ALTERAÇÃO DO CONTRATO

9.1. Qualquer alteração nos elementos constantes do presente Contrato, relativos à identificação, residência ou sede do **Agente de Mercado**, deve ser comunicada por este ao **Acerto de Contas**, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data de alteração.

9.2. O **Agente de Mercado** deve apresentar comprovativos da alteração verificada, quando tal lhe for solicitado pelo **Acerto de Contas**.

9.3. O incumprimento do estabelecido nos números 9.1 e 9.2 constitui causa para a suspensão temporária do presente Contrato, nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

10. DURAÇÃO E DENUNCIA

10.1. O presente Contrato tem a duração de um ano, considerando-se automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, salvo denúncia, pelo **Agente de Mercado**, sujeita à forma escrita, com a antecedência mínima de 60 (sessenta) dias contados do respectivo termo ou das suas renovações.

11. SUSPENSÃO DO CONTRATO

11.1. O incumprimento, pelo **Agente de Mercado**, das disposições do presente Contrato, assim como das constantes do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas e restante legislação aplicável que, nos termos do respectivo clausulado, constituem causa de suspensão, determinará a suspensão do Contrato.

11.2. Para efeitos do número anterior, o **Acerto de Contas** notificará o **Agente de Mercado** para, no prazo de 5 (cinco) dias úteis a contar da data de notificação, proceder à regularização da situação que deu origem ao incumprimento, nos termos do disposto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

11.3. Decorrido o prazo fixado pelo **Acerto de Contas**, sem que o **Agente de Mercado** regularize a situação, o **Acerto de Contas** procederá à sua suspensão do Sistema do Acerto de Contas, informando-o desse facto e dando conhecimento, por escrito, à ERSE e aos Operadores de Mercado.

11.4. O **Agente de Mercado** suspenso dispõe de um prazo de 10 (dez) dias úteis a contar da data de suspensão, para regularizar a situação que deu origem ao seu afastamento do Sistema do Acerto de Contas. Findo este prazo, caso se mantenha o incumprimento, o **Acerto de Contas**, procederá à rescisão do Contrato e dará seguimento às disposições aplicáveis, facto de que dará conhecimento, por escrito, ao Agente de Mercado, aos Operadores de Mercado e à ERSE.

12. EXTINÇÃO DO CONTRATO

12.1. O contrato de Adesão ao Sistema do Acerto de Contas extingue-se por:

a) Acordo das Partes;

b) Caducidade;

c) Rescisão.

12.2. Para além do decurso do prazo, constituem causa de caducidade, a ocorrência das seguintes situações:

a) O Agente de Mercado deixar de deter:

i. Licença de produção, ou,

ii. Licença de exploração para instalação de produção em regime especial,ou,

iii. Licença ou registo de comercialização de energia eléctrica, junto da DGEG.

iv. Contrato de Uso das Redes, se aplicável.

b) O Agente de Mercado transmitir a propriedade da instalação de utilização.

13. RESCISÃO DO CONTRATO

13.1. O incumprimento, pelo **Agente de Mercado**, das disposições do presente Contrato, assim como das disposições constantes do Manual de Procedimentos do Acerto de Contas que, nos termos do respectivo clausulado, constituem causa de rescisão, determinará a rescisão do Contrato.

13.2. O **Agente de Mercado** inibido de participar no Sistema do Acerto de Contas por rescisão do Contrato, só poderá solicitar nova adesão se satisfizer os compromissos pendentes e reunir todos os requisitos legais e regulamentares de adesão ao Sistema do Acerto de Contas, como se de uma primeira participação no Sistema se tratasse.

13.3. Para efeitos do número anterior, o **Agente de Mercado** deverá apresentar, por escrito, um novo pedido de adesão, o qual deverá incluir a indicação de haverem cessado as causas que deram lugar ao incumprimento, bem como as provas de que observa todos os requisitos exigidos para a aquisição do estatuto de **Agente de Mercado**.

13.4. A adesão ao Sistema do Acerto de Contas, solicitada nos termos do número anterior, exige a celebração de novo Contrato de Adesão.

14. RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

14.1. Os eventuais conflitos que surjam entre as Partes em matéria de aplicação, interpretação ou integração das regras por que se rege o presente Contrato, serão resolvidos, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, por um tribunal arbitral nos termos seguintes:

a) O tribunal será composto por três membros, um nomeado por cada Parte e o terceiro escolhido de comum acordo pelos árbitros que as Partes tiverem designado, que presidirá.

b) A Parte que decida submeter determinado diferendo ao tribunal arbitral apresentará os seus fundamentos para a referida submissão e designará de imediato o árbitro da sua nomeação no requerimento de constituição do tribunal que dirija à outra Parte através de carta registada com aviso de recepção, devendo esta, no prazo de 20 dias, designar o árbitro de sua nomeação e deduzir a sua defesa.

c) Ambos os árbitros designados nos termos anteriores nomearão o terceiro árbitro do tribunal no prazo de 20 dias, cabendo ao presidente do Tribunal da Relação de Lisboa a designação caso a mesma não ocorra dentro deste prazo.

d) O tribunal considera-se constituído na data em que o terceiro árbitro, que a ele presidirá, aceitar a sua nomeação e o comunicar a ambas as Partes.

e) A arbitragem decorrerá em Lisboa.

f) O tribunal arbitral, salvo compromisso pontual entre as Partes, julgará segundo as disposições contratuais e legais aplicáveis e das suas decisões não cabe recurso.

g) As decisões do tribunal arbitral deverão ser proferidas no prazo máximo de 3 (três) meses a contar da data de constituição do tribunal determinada nos termos da presente cláusula, eventualmente prorrogável por mais 3 (três) meses por decisão do tribunal, bem como incluirão a fixação das custas do processo e a forma da sua repartição pelas Partes.

14.2. Em tudo o omisso, regerá o disposto na Lei n.º 31/86, de 29 de Agosto.

IV. GLOSSÁRIO

No presente Manual são utilizadas as seguintes siglas:

AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

BTE - Baixa Tensão Especial (quando o cliente ligado em BT tiver uma potência contratada superior a 41,4kW).

CB - Contrato Bilateral.

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).

MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

PDBC - Programa Diário Base Contratado - resultante do mercado diário.

PDBF - Programa Diário Base de Funcionamento.

PDVP - Programa Diário Viável Previsional.

PHF - Programa Horário Final.

PHO - Programa Horário Operativo.

PPD - Programa Provisório Diário.

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A..

RNT - Rede Nacional de Transporte de electricidade.

RRC - Regulamento das Relações Comerciais.

SIAC - Sistema de Informação do Acerto de Contas.

Para efeitos do presente Manual entende-se por:

Acerto de Contas - função do operador da rede de transporte que, assegura a recepção de informação dos Agentes de Mercado sobre a quantificação física dos contratos bilaterais estabelecidos e das quantidades físicas contratadas nos mercados diário e intradiário. Assegura igualmente a recolha e processamento dos dados necessários, procedendo a liquidação de desvios à programação de todos os Agentes de Mercado.

Agente Comercial - Actividade exercida pela entidade concessionária da RNT, ou por entidade que a venha a substituir, enquanto responsável pela compra de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica

Agente de Mercado – entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador, estes dois últimos se adquirirem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.

Aviso - comunicação escrita emitida pelo Acerto de Contas, tendo em vista a execução de disposições previstas neste Manual de Procedimentos.

Cliente – pessoa singular ou colectiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia eléctrica para consumo próprio.

Co-gerador – Entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, com as modificações nele introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 313/01, de 10 de Dezembro de 2001.

Comercializador – Entidade titular de licença de comercialização ou registo na DGEG, quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e cuja actividade consiste na compra e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

Comercializador de Último Recurso – Entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua actividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia eléctrica garantindo a todos os clientes requeiram a satisfação das suas necessidades, nos termos definidos no Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Contrato Bilateral - contrato livremente estabelecido entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a colocar na rede e a outra a receber a energia eléctrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato.

Fornecedor – entidade com capacidade para efectuar fornecimentos de energia eléctrica por acesso às redes, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co-gerador que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, ao abrigo de legislação específica aplicável, comercializador ou comercializador de último recurso.

Gestor de Sistema - função do operador da rede de transporte que coordena o funcionamento das instalações do SEN e das instalações ligadas a este sistema.

Interligação - ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes, para trocas internacionais de energia eléctrica.

Ligação à rede - elementos da rede que permitem que uma determinada entidade se conecte às infra-estruturas de transporte ou distribuição de energia eléctrica.

Operador de Mercado – entidades responsáveis pela gestão dos mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo.

Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema eléctrico e a energia que sai desse sistema, no mesmo intervalo de tempo.

Período horário – intervalo de tempo no qual a energia activa é facturada ao mesmo preço.

Ponto de entrega – ponto da rede onde se faz a entrega ou recepção de energia eléctrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede.

Produtor em Regime Ordinário - Entidade titular de licença de produção de energia eléctrica nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

Programa horário operativo de liquidação – Programa horário operativo verificado no término da hora respectiva, incluindo a afectação às Unidades de Programação das alterações que o Gestor do Sistema introduziu, em tempo real.

Rede eléctrica de serviço público – Conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de electricidade que integram a RNT, a Rede Nacional de Distribuição de electricidade em Média e Alta Tensão e as redes de distribuição de electricidade em baixa tensão.

Serviços de sistema - serviços necessários para a manutenção da operação do sistema eléctrico com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Uso de rede - utilização das redes e instalações nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.